Supplemento ordinario alla “Gazzetta Ufficiale„ n. 285 del 30 novembre 2021 - Serie generale

Spediz. abb. post. - art. 1, comma 1
Legge 27-02-2004, n. 46 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Martedì, 30 novembre 2021** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA, 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - VIA SALARIA, 691 - 00138 ROMA - CENTRALINO 06-85081 - LIBRERIA DELLO STATO
PIAZZA G. VERDI, 1 - 00198 ROMA

N. 42/L

DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. **199**

Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. **200**

Attuazione della direttiva (UE) 2019/1024 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, relativa all'apertura dei dati e al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico (rifusione).

SOMMARIO

LEGGI ED ALTRI ATTI NORMATIVI

DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. **199**.

Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

VISTI gli articoli 76 e 87, quinto comma, della Costituzione;

VISTO l'articolo 14 della legge 23 agosto 1988, n. 400, recante disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri;

VISTA la direttiva 2018/2001/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;

VISTA la direttiva 2019/944/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;

VISTO il regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) n. 2018/1999 ("Normativa europea sul clima");

VISTA la legge 22 aprile 2021, n. 53, recante "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020", ed in particolare l'articolo 5, con il quale sono stabiliti princìpi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2018/2001/UE e l'articolo 12, recante princìpi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2019/944/UE;

VISTA la legge 9 gennaio 1991, n. 10, recante "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia";

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, recante "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'articolo 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10";

VISTA la legge 14 novembre 1995, n. 481, recante "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità";

VISTO il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recante "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica";

VISTO il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, recante "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144";

VISTA la legge 1° giugno 2002, n. 120, recante “Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l’11 dicembre 1997”;

VISTO il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, recante “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”;

VISTO il decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, recante “Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137”;

VISTA la legge 23 agosto 2004, n. 239, recante “Riordino del settore energetico, nonchè delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”;

VISTO il decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante “Attuazione della direttiva (UE) 2018/844, che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, della direttiva 2010/31/UE, sulla prestazione energetica nell'edilizia, e della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia”;

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante “Norme in materia ambientale”;

VISTA la legge 27 dicembre 2006, n. 296, recante “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2007)”;

VISTO il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, recante “Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE”;

VISTA la legge 3 agosto 2007, n. 125, recante “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia”;

VISTO il decreto legislativo 6 novembre 2007, n. 201, recante “Attuazione della direttiva 2005/32/CE relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia”;

VISTA la legge 24 dicembre 2007, n. 244, recante “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008)”;

VISTO il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, recante “Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE”;

VISTA la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”;

VISTO il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”;

VISTO il decreto legislativo 17 ottobre 2016, n. 201, recante “Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo”;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1° dicembre 2017, recante “Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n.19 del 24 gennaio 2018;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 22 gennaio 2008, n. 37, recante “Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a), della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 61 del 12 marzo 2008;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 10 settembre 2010 recante “Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010;

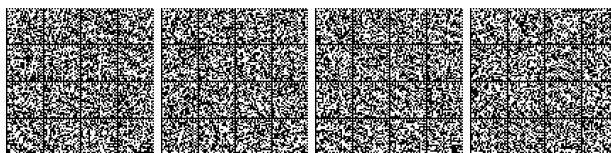
VISTO il Piano Nazionale integrato per l'energia e il clima 2030 predisposto dall’Italia in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 trasmesso alla Commissione europea il 31 dicembre 2019, con il quale sono individuati gli obiettivi al 2030 e le relative misure in materia di decarbonizzazione (comprese le fonti rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell’energia, ricerca, innovazione e competitività;

VISTO il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell’Italia definitivamente approvato il 13 luglio 2021 con Decisione di esecuzione del Consiglio, che ha recepito la proposta della Commissione europea;

VISTO il decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22 convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55 recante “Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri” e in particolare l’articolo 2 che ha istituito il Ministero della transizione ecologica attribuendo allo stesso, tra l’altro, le competenze in materia di approvazione della disciplina del mercato elettrico e del mercato del gas naturale, dei criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e l'esercizio di ogni altra competenza già a qualunque titolo esercitata dal Ministero dello sviluppo economico fino alla data di entrata in vigore del decreto stesso in materia di concorrenza, di tutela dei consumatori utenti, in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico, e di regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori energetici;

VISTO il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108 recante “*Governance* del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”;

VISTA la preliminare deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata nella riunione del 5 agosto 2021;

ACQUISITA l’intesa ai sensi dell’articolo 5, comma 1, lettera a) della legge 22 aprile 2021, n. 53, in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, resa nella seduta del 7 ottobre 2021;

ACQUISITI i pareri espressi dalle competenti commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica;

VISTA la deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata nella riunione del 4 novembre 2021;

SULLA PROPOSTA del Presidente del Consiglio dei Ministri e del Ministro della transizione ecologica, di concerto con i Ministri degli affari esteri e della cooperazione internazionale, della giustizia, dell'economia e delle finanze, dello sviluppo economico, della cultura, delle politiche agricole alimentari e forestali e della pubblica amministrazione;

EMANA

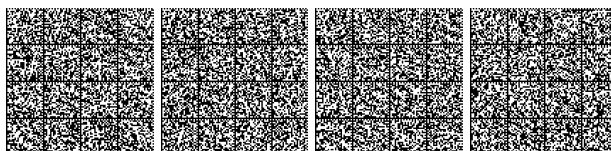
il seguente decreto legislativo

TITOLO I
FINALITA', DEFINIZIONI E OBIETTIVI NAZIONALI

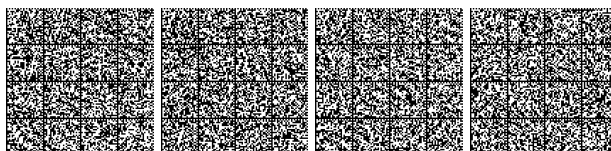
ART. 1
(Finalità)

1. Il presente decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050.

2. Per le finalità di cui al comma 1, il presente decreto definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 22 aprile 2021, n. 53.

3. Il presente decreto reca disposizioni necessarie all' attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito anche: PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito anche: PNIEC), con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati, già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali da stabilire ai sensi del Regolamento (UE) n. 2021/1119, con il quale si prevede, per l'Unione europea, un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 percento rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

ART.2
(Definizioni)

1. Ai fini del presente decreto si applicano le definizioni di cui al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nonché al decreto legislativo di recepimento della direttiva (UE) 2019/944. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

a) "energia da fonti rinnovabili" oppure "energia rinnovabile": energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, termico e fotovoltaico, e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;
b) "energia dell'ambiente": energia termica naturalmente disponibile ed energia accumulata in ambienti confinati, che può essere immagazzinata nell'aria dell'ambiente, esclusa l'aria esausta, o nelle acque superficiali o reflue;
c) "energia geotermica": energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre;
d) "consumo finale lordo di energia": i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, il consumo di energia elettrica e di calore del settore energetico per la produzione di

energia elettrica, di calore e di carburante per il trasporto, e le perdite di energia elettrica e di calore con la distribuzione e la trasmissione;

e) “regime di sostegno”: strumento, regime o meccanismo, applicato da uno Stato membro o gruppo di Stati membri, inteso a promuovere l'uso di energia da fonti rinnovabili riducendone i costi, aumentando i prezzi a cui può essere venduta o aumentando, per mezzo di obblighi in materia di energie rinnovabili o altri mezzi, il volume acquistato di tale energia, includendo a titolo esemplificativo, ma non esaustivo, gli aiuti agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno nella forma di obblighi in materia di energie rinnovabili, inclusi quelli che usano certificati verdi, e i regimi di sostegno diretto sui prezzi, ivi comprese le tariffe onnicomprensive e le tariffe premio fisse o variabili;

f) “obbligo in materia di energie rinnovabili”: regime di sostegno che obbliga i produttori di energia a includere nella loro produzione una determinata quota di energia da fonti rinnovabili, i fornitori di energia a includere una determinata quota di energia da fonti rinnovabili nella loro offerta o i consumatori di energia a includere una determinata quota di energia da fonti rinnovabili nei loro consumi, compresi i regimi nei quali tali obblighi possono essere soddisfatti mediante l'uso di certificati verdi;

g) “PMI”: microimprese, piccole imprese o medie imprese quali definite all'articolo 2 dell'Allegato della raccomandazione 2003/361/CE della Commissione europea;

h) “calore e freddo di scarto”: calore o freddo inevitabilmente ottenuti come sottoprodotti negli impianti industriali o di produzione di energia, o nel settore terziario, che si disperderebbero nell'aria o nell'acqua rimanendo inutilizzati e senza accesso a un sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento, nel caso in cui la cogenerazione sia stata o sarà utilizzata o non sia praticabile;

i) “revisione della potenza dell'impianto”, “ripotenziamento” o “*repowering*”: rinnovamento delle centrali elettriche che producono energia rinnovabile, compresa la sostituzione integrale o parziale di impianti o apparecchiature e sistemi operativi al fine di sostituire capacità o di aumentare l'efficienza o la capacità dell'impianto;

l) “garanzia di origine”: documento elettronico che serve esclusivamente a provare a un cliente finale che una determinata quota o quantità di energia è stata prodotta da fonti rinnovabili;

m) “*mix* energetico residuale”: il *mix* energetico totale annuo di uno Stato membro, al netto della quota rappresentata dalle garanzie di origine annullate;

n) “autoconsumatore di energia rinnovabile”: cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta alle condizioni e secondo le modalità di cui all’articolo 30 del presente decreto;

o) “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”: gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente alle condizioni e secondo le modalità di cui all’articolo 30 del presente decreto;

p) “comunità di energia rinnovabile” o “comunità energetica rinnovabile”: soggetto giuridico che opera nel rispetto di quanto stabilito dall’articolo 31 del presente decreto;

q) “energia condivisa”: in una comunità di energia rinnovabile o in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato;

r) “accordo di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili”: contratto con il quale una persona fisica o giuridica si impegna ad acquistare energia elettrica da fonti rinnovabili direttamente da un produttore di energia elettrica;

s) “scambi tra pari di energia rinnovabile”: vendita di energia rinnovabile tra i partecipanti al mercato in virtù di un contratto con condizioni prestabilite che disciplina l'esecuzione e il regolamento automatizzati dell'operazione, direttamente tra i partecipanti al mercato o indirettamente tramite un terzo certificato partecipante al mercato, come ad esempio un aggregatore. Il diritto di condurre scambi tra pari non pregiudica i diritti o gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di consumatori finali, produttori, fornitori o aggregatori;
t) “zona di approvvigionamento”: area geografica definita da cui provengono le materie prime di biomassa forestale, di cui sono disponibili informazioni affidabili e indipendenti e dove le condizioni sono sufficientemente omogenee per valutare il rischio presentato dalle caratteristiche di sostenibilità e legalità della biomassa forestale;
u) “rigenerazione forestale”: ricostituzione con mezzi naturali o artificiali di un'area boschiva a seguito della rimozione della precedente popolazione forestale per abbattimento o per cause naturali, compresi gli incendi o le tempeste;
v) “biocarburanti”: carburanti liquidi per il trasporto ricavati dalla biomassa;
z) “biocarburanti avanzati”: biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'Allegato VIII, parte A del presente decreto;
aa) “biometano”: combustibile ottenuto dalla purificazione del biogas in modo da risultare idoneo per l’immissione in rete gas;
bb) “biometano avanzato”: biometano prodotto dalle materie prime di cui all’Allegato VIII parte A del presente decreto;
cc) “biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni”: biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa le cui materie prime sono state prodotte nell'ambito di sistemi che evitano gli effetti di spostamento dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere mediante il miglioramento delle pratiche agricole e mediante la coltivazione in aree che non erano precedentemente utilizzate a tal fine, e che sono stati prodotti conformemente ai criteri di sostenibilità per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa di cui all'articolo 42 del presente decreto;
dd) “biogas”: combustibili e carburanti gassosi prodotti dalle biomasse;
ee) “bioliquidi”: combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento, prodotti a partire dalla biomassa;
ff) “biomassa”: frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti, sottoprodotti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti, compresi i rifiuti industriali e urbani di origine biologica;
gg) “biomassa agricola”: biomassa risultante dall'agricoltura;
hh) “biomassa forestale”: biomassa risultante dalla silvicoltura;
ii) “carburanti da carbonio riciclato”: combustibili e carburanti liquidi e gassosi che sono prodotti da una delle seguenti due categorie:
   1) flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile che non sono idonei al recupero di materia ai sensi dell'articolo 179 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152;
   2) gas derivante dal trattamento dei rifiuti e dal gas di scarico di origine non rinnovabile che sono prodotti come conseguenza inevitabile e non intenzionale del processo di produzione negli impianti industriali;
ll) “carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto”: carburanti liquidi e gassosi utilizzati nel settore del trasporto, diversi da biocarburanti o biogas, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili. Nel caso in cui il contenuto energetico sia

attribuibile ad un mix di fonti rinnovabili e non rinnovabili, si considera solo la frazione relativa alle fonti rinnovabili;

mm) "colture alimentari e foraggere": colture amidacee, zuccherine o oleaginose prodotte su terreni agricoli come coltura principale, esclusi residui, rifiuti o materie ligno-cellulosiche e le colture intermedie, come le colture intercalari e le colture di copertura, a condizione che l'uso di tali colture intermedie non generi una domanda di terreni supplementari;

nn) "colture amidacee": colture comprendenti principalmente cereali, indipendentemente dal fatto che siano utilizzati solo i grani ovvero sia utilizzata l'intera pianta, come nel caso del mais verde; tuberi e radici, come patate, topinambur, patate dolci, manioca e ignami; e colture di bulbo-tuberi, quali la colocasia e la xantosoma;

oo) "combustibili da biomassa": combustibili solidi e gassosi prodotti dalle biomasse;

pp) "fornitore di combustibile": soggetto tenuto al pagamento dell'accisa sui prodotti energetici che immette in consumo per l'azionamento dei veicoli e dei mezzi di trasporto ferroviario nonché il soggetto tenuto al pagamento dell'accisa sull'energia elettrica destinata al consumo nel sistema stradale e ferroviario;

qq) "materie cellulosiche di origine non alimentare": materie prime composte principalmente da cellulosa ed emicellulosa e aventi un tenore di lignina inferiore a quello delle materie ligno-cellulosiche, compresi i residui di colture alimentari e foraggere, quali paglia, steli di granturco, pule e gusci, le colture energetiche erbacee a basso tenore di amido, quali loglio, panico verga, *miscanthus*, canna comune, le colture di copertura precedenti le colture principali e ad esse successive, le colture miste di leguminose e graminacee, i residui industriali, anche residui di colture alimentari e foraggere dopo che sono stati estratti gli olii vegetali, gli zuccheri, gli amidi e le proteine, e le materie derivate dai rifiuti organici, intendendo per colture miste di leguminose e graminacee e colture di copertura pascoli temporanei costituiti da un'associazione mista di graminacee e leguminose a basso tenore di amido che sono coltivati a turno breve per produrre foraggio per il bestiame e migliorare la fertilità del suolo al fine di ottenere rese superiori dalle colture arabili principali;

rr) "materie ligno-cellulosiche": materie composte da lignina, cellulosa ed emicellulosa quali la biomassa proveniente da foreste, le colture energetiche legnose e i residui e rifiuti della filiera forestale;

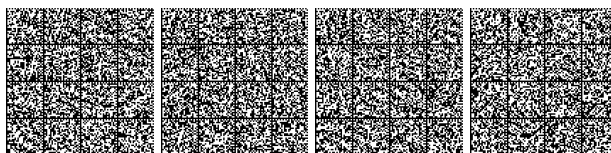
ss) "PNIEC": Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018;

tt) "residuo": sostanza diversa dal prodotto o dai prodotti finali cui mira direttamente il processo di produzione; non costituisce l'obiettivo primario del processo di produzione e il processo non è stato deliberatamente modificato per ottenerlo;

uu) "residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura": residui generati direttamente dall'agricoltura, dall'acquacoltura, dalla pesca e dalla silvicoltura e non comprendono i residui delle industrie connesse o della lavorazione;

vv) "rifiuti": rifiuto quale definito all'articolo 183, comma 1, lettera a) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 escluse le sostanze che sono state deliberatamente modificate o contaminate per soddisfare la presente definizione;

zz) "rifiuti organici": rifiuti organici quali definiti all'articolo 183, comma 1, lettera d) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

aaa) "centrali ibride": centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili;

bbb) “sistema nazionale di certificazione”: sistema nazionale di certificazione di sostenibilità di cui al decreto del Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare del 14 novembre 2019 recante “Istituzione del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 279 del 28 novembre 2019;

ccc) “sistema volontario di certificazione”: sistema per la certificazione di sostenibilità oggetto di una decisione della Commissione europea adottata ai sensi dell’articolo 30, paragrafo 4 della direttiva (UE) 2018/2001;

ddd) “valore reale”: riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per alcune o per tutte le fasi di uno specifico processo di produzione di biocarburanti, bioliquidi o combustibile da biomassa calcolata secondo la metodologia definita nell'Allegato VI, parte C, o nell'Allegato VII, parte B del presente decreto;

eee) “valore tipico”: stima delle emissioni di gas a effetto serra e della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per una particolare filiera di produzione del biocarburante, del bioliquido o del combustibile da biomassa, rappresentativa del consumo dell'Unione;

fff) “valore *standard*”: valore stabilito a partire da un valore tipico applicando fattori predeterminati e che, in circostanze definite ai sensi del presente decreto, può essere utilizzato al posto di un valore reale;

ggg) “area idonea”: area con un elevato potenziale atto a ospitare l’installazione di impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile, anche all’eventuale ricorrere di determinate condizioni tecnico-localizzative;

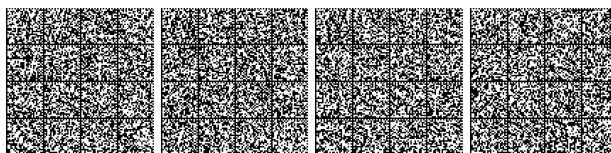
hhh) “ristrutturazione importante di primo livello”: la ristrutturazione importante di primo livello come definita in attuazione dell'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, in materia di applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.

ART. 3
(*Obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili)*

1. L’Italia intende conseguire un obiettivo minimo del 30 percento come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo. L’Italia intende inoltre adeguare il predetto obiettivo percentuale per tener conto delle previsioni di cui al regolamento (UE) n. 2021/1119, volte a stabilire un obiettivo vincolante, per l’Unione europea, di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 percento rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

2. Nell’ambito dell’obiettivo di cui al comma 1, è assunto un obiettivo di incremento indicativo di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali per riscaldamento e raffrescamento pari a 1,3 punti percentuali come media annuale calcolata per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030.

3. Gli obiettivi di cui ai commi 1 e 2 sono perseguiti in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima e tenendo conto dell’evoluzione e dell’aggiornamento dei consumi statisticamente rilevanti.

4. Le modalità di calcolo degli obiettivi di cui ai commi 1 e 2 sono indicate nell'Allegato I al presente decreto.

TITOLO II
REGIMI DI SOSTEGNO E STRUMENTI DI PROMOZIONE

CAPO I

Principi Generali

ART. 4
(Principi generali)

1. Il presente Titolo disciplina i regimi di sostegno applicati all'energia prodotta da fonti rinnovabili attraverso il riordino e il potenziamento dei sistemi di incentivazione vigenti, in misura adeguata al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e attraverso la predisposizione di criteri e strumenti che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la semplificazione, perseguendo, nel contempo, l'armonizzazione con altri strumenti di analoga finalità, ivi inclusi quelli previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

2. I regimi di sostegno di cui al presente Titolo si conformano ai seguenti criteri generali:

a) l’incentivo ha lo scopo di assicurare un’equa remunerazione dei costi di investimento ed esercizio;
b) l'incentivo non si applica alle opere di manutenzione ordinaria e alle opere effettuate per adeguare l'impianto a prescrizioni di legge;
c) i regimi di sostegno sono adottati conformemente alla disciplina dell’Unione in materia di aiuti di Stato incluso il rispetto, tra gli altri, del principio secondo il quale non possono accedere agli incentivi le iniziative per cui è comprovata la realizzabilità anche in assenza di sostegno pubblico;
d) gli incentivi di cui ai Capi II e III trovano copertura sulle componenti delle tariffe dell’energia elettrica e del gas secondo modalità definite in ciascuna disciplina specifica, tenuto conto di quanto stabilito dall’articolo 15;
e) i regimi di sostegno sono definiti secondo criteri di massima semplificazione delle procedure amministrative.

CAPO II

Regimi di sostegno per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

ART. 5
(Caratteristiche generali dei meccanismi di incentivazione)

1. La produzione di energia elettrica di impianti alimentati da fonti rinnovabili può accedere a strumenti di incentivazione tariffaria, aventi le seguenti caratteristiche generali:

a) l'incentivo è assegnato tramite una tariffa erogata dal Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. (di seguito: GSE) sull'energia elettrica prodotta dall'impianto, ovvero sulla quota parte di tale produzione che viene immessa in rete o autoconsumata;
b) il periodo di diritto all'incentivo decorre dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è pari alla vita media utile convenzionale della tipologia impiantistica in cui esso ricade;
c) l'incentivo è proporzionato all'onerosità dell'intervento per garantirne l'equa remunerazione secondo il principio di cui all'articolo 4, comma 2, lettera a) ed è applicabile alla realizzazione di nuovi impianti, riattivazioni di impianti dismessi, integrali ricostruzioni, potenziamenti e rifacimenti di impianti esistenti, anche tenendo conto dei diversi costi specifici e delle caratteristiche peculiari delle diverse applicazioni e tecnologie;
d) l'incentivo può essere diversificato sulla base delle dimensioni e della taglia dell'impianto per tener conto dell'effetto scala;
e) gli incentivi trovano copertura sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico di cui all'articolo 3, comma 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 destinata al sostegno delle rinnovabili, secondo modalità definite dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: ARERA).

2. Per i grandi impianti, con potenza superiore a una soglia almeno pari a 1 MW, l'incentivo è attribuito attraverso procedure competitive di aste al ribasso effettuate in riferimento a contingenti di potenza.

3. Per impianti di piccola taglia, aventi potenza inferiore alla soglia di cui al comma 2, l'incentivo è attribuito secondo i seguenti meccanismi:

a) per gli impianti con costi di generazione più vicini alla competitività di mercato, attraverso una richiesta da effettuare direttamente alla data di entrata in esercizio, fermo restando il rispetto di requisiti tecnici e di tutela ambientale;
b) per impianti innovativi e per impianti con costi di generazione maggiormente elevati, ai fini del controllo della spesa, l'incentivo è attribuito tramite bandi in cui sono messi a disposizione contingenti di potenza e sono fissati criteri di selezione basati sul rispetto di requisiti tecnici, di tutela ambientale e del territorio e di efficienza dei costi.

4. Per impianti di potenza pari o inferiore a 1 MW facenti parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo è possibile accedere a un incentivo diretto, alternativo rispetto a quello di cui ai commi 2 e 3, che premia, attraverso una specifica tariffa, graduabile anche

sulla base della potenza degli impianti, l'energia autoconsumata istantaneamente. L'incentivo è attribuito direttamente, con richiesta da effettuare alla data di entrata in esercizio.

5. Nella definizione dei meccanismi di incentivazione di cui al presente articolo si applicano, inoltre, i seguenti criteri specifici:

a) è promosso l'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo, in modo da consentire una maggiore programmabilità delle fonti, anche in coordinamento con i meccanismi di sviluppo della capacità di stoccaggio centralizzata;
b) nell'ambito dei meccanismi di cui ai commi 2 e 3, lettera b) è stabilito un accesso prioritario per gli impianti realizzati nelle aree identificate come idonee, a parità di offerta economica;
c) sono stabilite le condizioni di cumulabilità con le agevolazioni fiscali previste per la realizzazione degli impianti e dei sistemi di accumulo nonché con altri regimi di sostegno, ivi inclusi quelli del PNRR di cui al Capo IV, tenendo conto delle diverse caratteristiche soggettive e degli impianti, mantenendo il principio secondo cui è garantita complessivamente un'equa remunerazione degli interventi;
d) non è consentito l'artato frazionamento delle iniziative al fine di incrementare i profitti economici oltre quanto stabilito dall'articolo 4, comma 2, lettera a), ovvero al fine di eludere i pertinenti meccanismi incentivanti;
e) è agevolata la partecipazione agli incentivi a chi installi impianti fotovoltaici a seguito di rimozione dell'amianto, con agevolazioni premiali e modalità di partecipazione quanto più possibile ampie. A tali fini:
    1) non è necessario che l'area dove è avvenuta la sostituzione dell'amianto coincida con quella dove viene installato l'impianto, purché l'impianto sia installato sullo stesso edificio o in altri edifici catastalmente confinanti nella disponibilità dello stesso soggetto;
    2) gli impianti fotovoltaici potranno occupare una superficie maggiore di quella dell'amianto sostituito, fermo restando che in tale caso saranno decurtati proporzionalmente in modo forfettario i benefici aggiuntivi per la sostituzione dell'amianto;
f) sono introdotte misure per l'utilizzo energetico di biomasse legnose, nel quadro della gestione forestale sostenibile e della silvicoltura a turno di taglio breve e di biomasse residuali industriali, in coerenza con le previsioni europee sull'utilizzo a cascata, in particolare sui princìpi di sostenibilità, uso efficiente delle risorse, circolarità in tutti i flussi e in ogni fase e sussidiarietà;
g) possono essere previste misure a favore della trasformazione ad uso plurimo di invasi, traverse e dighe esistenti, sia grandi, sia piccole, promuovendone, ove compatibile con gli ecosistemi, con la pianificazione energetica e con gli altri usi, anche l'utilizzo energetico, purché' siano rispettati gli standard di sicurezza geomorfologica;
h) possono essere previste misure per integrare i ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, a favore di impianti a fonti rinnovabili che continuano ed essere eserciti al termine del periodo di diritto agli incentivi, con particolare riguardo agli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione legati ai costi di approvvigionamento del combustibile, tenendo conto della necessità di contenimento dei costi secondo logiche di efficienza e comunque nel rispetto di un principio di economia circolare e della disciplina in materia di aiuto di Stato.

ART. 6

(Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, sentite l'ARERA e la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono definite le modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione di cui all'articolo 5, comma 2, nel rispetto dei seguenti ulteriori criteri direttivi:

a) le procedure d'asta al ribasso sono riferite a contingenti di potenza, anche riferiti a più tecnologie e specifiche categorie di interventi. I predetti contingenti possono essere differenziati per zone geografiche al fine di favorire le sinergie con lo sviluppo del sistema elettrico e l'individuazione delle aree idonee;
b) l'incentivo riconosciuto è quello aggiudicato sulla base dell'asta al ribasso;
c) i contingenti resi disponibili ad asta, nonché gli incentivi e i livelli massima di potenza incentivabile sono stabiliti su base quinquennale, al fine di garantire una programmazione che assicuri, congiuntamente alle altre misure stabilite in attuazione del presente decreto, il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'articolo 3;
d) per gli impianti che accedono ai meccanismi d'asta, l'incentivo è calcolato come la differenza tra la tariffa spettante aggiudicata e il prezzo di mercato dell'energia elettrica; ove tale differenza risulti negativa, è prevista la restituzione, anche a conguaglio, dei relativi importi;
e) le aste hanno luogo con frequenza periodica e possono prevedere meccanismi a garanzia della realizzazione degli impianti autorizzati, anche mediante fissazione di termini per l'entrata in esercizio;
f) sono previsti sistemi di controllo e regolazione delle procedure competitive, al fine di consentire il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 con la massima efficacia ed efficienza. A tal fine, nei casi di significativa divergenza fra la potenza realizzata e quella obiettivo o di sostanziali variazioni del livello dei costi delle tecnologie riscontrabili sul mercato a fronte delle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48, sono individuati algoritmi e condizioni per la calibrazione delle quote di potenza rese disponibili ad asta e del livello degli incentivi a base d'asta; le predette variazioni sono approvate con decreto del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA;
g) può essere ridotto il valore minimo di potenza per l'inclusione nei meccanismi di asta, tenendo conto delle specifiche caratteristiche delle diverse tipologie di impianto e della progressiva maturazione delle tecnologie, al fine di aumentare l'efficienza complessiva del sistema di incentivazione, ridurne i costi e stimolare la concorrenza;
h) per gli impianti di potenza superiore a una soglia minima, fissata in prima applicazione a 10 MW, può essere avviata una fase sperimentale nella quale:
    1) su richiesta del proponente, il GSE esamina il progetto per via telematica contestualmente allo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica e rilascia parere di idoneità all'accesso agli incentivi con tempistiche parallele a quelle del rilascio del provvedimento di autorizzazione unica;
    2) agli impianti dotati dell'idoneità per la richiesta di incentivo, che presentano domanda di accesso ai meccanismi di asta entro tre mesi dal rilascio della predetta autorizzazione, è richiesta esclusivamente l'offerta economica al ribasso, ferma restando la fissazione di termini per l'entrata in esercizio;

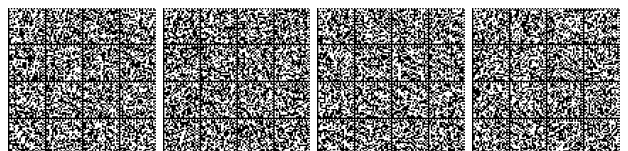
i) possono accedere ai meccanismi di cui al presente articolo anche gli impianti facenti parte di configurazioni di autoconsumo o comunità energetiche;
l) possono accedere ai meccanismi di cui al presente articolo anche gli impianti fotovoltaici realizzati su aree agricole non utilizzate individuate dalle Regioni come aree idonee, secondo le modalità e alle condizioni stabilite ai sensi dell'articolo 20.

ART. 7
(Regolamentazione delle tariffe per piccoli impianti)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro delle politiche agricole e forestali per gli aspetti di competenza, sentite l'ARERA e la Conferenza unificata, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono definite le modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione di cui all'articolo 5, comma 3, nel rispetto dei seguenti criteri direttivi:

a) per gli impianti di cui all'articolo 5, comma 3, lettera a):
   1) la domanda di accesso agli incentivi è presentata alla data di entrata in esercizio e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri, fermo restando quanto previsto al punto 2;
   2) l'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di tetti di potenza stabiliti, su base quinquennale, in congruenza con il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3;
   3) l'incentivo favorisce l'autoconsumo e l'abbinamento degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili con i sistemi di accumulo, in modo da consentire una maggior programmabilità delle fonti;
b) per gli impianti di cui all'articolo 5, comma 3, lettera b):
   1) sono previsti bandi di selezione nei limiti di contingenti di potenza;
   2) sono utilizzati come criteri di priorità dapprima il rispetto di requisiti di tutela ambientale e del territorio e poi l'offerta di riduzione percentuale della tariffa base, al fine di selezionare le iniziative maggiormente meritorie da un punto di vista dell'impatto sull'ambiente, nonché che siano maggiormente virtuose in termini di riduzione dei costi;
   3) i bandi hanno luogo con frequenza periodica e prevedono meccanismi a garanzia della realizzazione degli impianti autorizzati, anche mediante fissazione di termini per l'entrata in esercizio.
c) possono essere previsti sistemi di controllo e regolazione con le modalità di cui all'articolo 6 lettere f) e g).

ART. 8
(Regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con le modalità di cui al comma 9 dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, sono aggiornati i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in

comunità energetiche rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW, sulla base dei seguenti criteri direttivi:

a) possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili che hanno singolarmente una potenza non superiore a 1 MW e che entrano in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto;
b) per autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità energetiche rinnovabili l'incentivo è erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa da impianti e utenze di consumo connesse sotto la stessa cabina primaria;
c) l'incentivo è erogato in forma di tariffa incentivante attribuita alla sola quota di energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione;
d) nei casi di cui alla lettera b) per i quali la condivisione è effettuata sfruttando la rete pubblica di distribuzione, è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione delle componenti di cui all'articolo 32, comma 3, lettera a), compresa la quota di energia condivisa, e dall'incentivo di cui al presente articolo;
e) la domanda di accesso agli incentivi è presentata alla data di entrata in esercizio e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri;
f) l'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti, su base quinquennale, in congruenza con il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3.

2. Nelle more dell'adozione del decreto di cui al comma 1 continua ad applicarsi il decreto ministeriale adottato in attuazione dell'articolo 42-*bis*, comma 9, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.

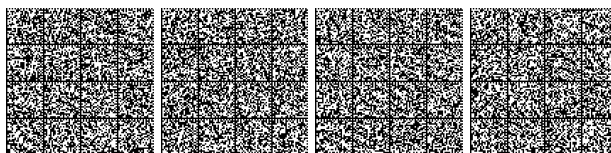
3. Con il decreto di cui al comma 1 sono stabilite modalità di transizione e raccordo fra il vecchio e il nuovo regime, al fine di garantire la tutela degli investimenti avviati.

ART. 9
(Transizione dai vecchi a nuovi meccanismi di incentivo)

1. Nei decreti di cui agli articoli 6, 7 e 8 sono definiti tempi e modalità per il raccordo con le procedure di assegnazione degli incentivi attivate in attuazione dell'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, al fine di garantire continuità nell'erogazione degli incentivi.

2. Decorsi novanta giorni dalla data di entrata in vigore dei decreti di cui al comma 1, il meccanismo dello scambio sul posto è soppresso. I nuovi impianti che entrano in esercizio dopo tale data possono accedere a uno dei meccanismi di cui ai precedenti articoli alle condizioni e secondo le modalità ivi stabilite, ovvero al ritiro dedicato dell'energia di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

3. I decreti di cui al comma 1 stabiliscono altresì i criteri e le modalità per la graduale conversione al meccanismo di cui all'articolo 7 degli impianti in esercizio operanti in scambio sul posto, da attuarsi a decorrere dal 31 dicembre 2024.

4. Al fine di garantire una maggiore efficienza nelle dinamiche di offerta nell'ambito dei meccanismi d'asta e registro di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico del 4 luglio 2019, recante "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici *on shore*, solari

fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019, successivamente alla settima procedura e fino all'entrata in vigore dei decreti di cui agli articoli 6 e 7, il GSE organizza ulteriori procedure mettendo a disposizione la potenza residua non assegnata, fino al suo esaurimento, con le modalità previste dall'articolo 20 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 luglio 2019 e tenuto conto di quanto disposto dal comma 5 del presente articolo.

5. Per le medesime finalità di cui al comma 4, a decorrere dalla settima procedura:

a) qualora vi sia eccesso di domanda nell'ambito di una procedura di registro e contestualmente eccesso di offerta nella procedura d'asta riferita al medesimo gruppo di impianti, la potenza non assegnata in tale ultima procedura d'asta viene trasferita al contingente disponibile per la prima, nella misura utile allo scorrimento della graduatoria. La medesima disposizione si applica anche nel caso in cui eccesso di domanda e offerta siano invertiti;
b) qualora vi sia eccesso di domanda nell'ambito di una procedura di registro per un gruppo di impianti di nuova realizzazione e contestuale eccesso di offerta nell'ambito delle procedure di registro di un altro gruppo di impianti di nuova realizzazione, la potenza non assegnata in tale ultima procedura viene trasferita al contingente disponibile per la prima, nella misura utile allo scorrimento della graduatoria. La medesima disposizione si applica per le procedure di asta;
c) le quantità di potenza trasferite in applicazione delle lettere a) e b) sono determinate dal GSE a parità di costo indicativo medio annuo degli incentivi.

6. Entro quindici giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, ai fini di dare attuazione a quanto previsto ai commi 4 e 5, il GSE aggiorna le date e i tempi di svolgimento delle sessioni nonché quelle di pubblicazione delle graduatorie, dandone comunicazione sul proprio sito *web*.

CAPO III

Regimi di sostegno per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, il biometano e lo sviluppo tecnologico e industriale

ART.10
(Promozione dell'utilizzo dell'energia termica da fonti rinnovabili)

1. Fermo restando quanto stabilito dall'articolo 7, comma 4 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, il meccanismo di cui all'articolo 28 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 è aggiornato al fine di corrispondere all'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 2, secondo i seguenti criteri:

a) si applica anche ad interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grandi dimensioni, attraverso meccanismi di accesso competitivo;
b) sono ammesse all'incentivazione le comunità di energia rinnovabili nonché le configurazioni di autoconsumo collettivo per il tramite dei rispettivi soggetti rappresentanti, ivi inclusi i casi in cui i poteri di controllo delle comunità risultino attribuiti per la maggioranza a pubbliche amministrazioni, fermo restando il divieto di cumulo di più incentivi per lo stesso intervento;

c) sono promosse soluzioni tecnologiche che favoriscano l'utilizzazione integrata degli strumenti di cui al presente Titolo, per garantire la massima efficacia ed efficienza degli interventi, il miglioramento della prestazione energetica degli edifici e la massimizzazione dell'autoconsumo di energia rinnovabile prodotta negli edifici stessi, con particolare riferimento ai servizi di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria.

2. Con decreto del Ministro della transizione ecologica, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, da emanare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, si provvede all'aggiornamento del meccanismo di cui al comma 1.

ART.11
(Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano)

1. Il biometano prodotto ovvero immesso nella rete del gas naturale è incentivato mediante l'erogazione di una specifica tariffa di durata e valore definiti con i decreti di cui al comma 2, assicurando al produttore di biometano lo stesso livello di incentivazione per l'utilizzo nel settore dei trasporti e negli altri usi, ivi inclusi quelli per la produzione di energia elettrica e termica in impianti di cogenerazione industriale, anche in connessione a reti di teleriscaldamento e reti calore ed esclusi gli usi termoelettrici non cogenerativi. L'ARERA definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo di cui al presente comma trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.

2. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con uno più decreti del Ministro della transizione ecologica sono definite le modalità di attuazione del comma 1, prevedendo le condizioni di cumulabilità con altre forme di sostegno, nonché la possibilità di estensione del predetto incentivo tariffario anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica.

3. Per gli impianti di produzione di energia elettrica da biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione oggetto di riconversione parziale per la produzione di biometano che accedono agli incentivi, la verifica del rispetto dei requisiti previsti per i rispettivi meccanismi di incentivazione si basa sulle quantità e tipologie dei materiali come risultanti dal titolo autorizzativo rilasciato ai sensi dell'articolo 24. In ogni caso, sono rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni calcolati sull'intero mix dei materiali utilizzati dall'impianto di digestione anaerobica, sia per la quota destinata alla produzione elettrica sia per quella destinata alla produzione di biometano, secondo quanto disciplinato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 14 novembre 2019, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 279 del 28 novembre 2019, in attuazione del Titolo V del presente decreto.

4. Con i medesimi decreti di cui al comma 2 sono altresì stabilite le modalità con le quali il regime incentivante di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018 recante "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti", pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 65 del 19 marzo 2018, è coordinato con il regime di cui al comma 1, nel periodo successivo al 31 dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2026.

5. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'articolo 21 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato. Sono fatti salvi i diritti acquisiti e gli effetti prodotti, ivi inclusi quelli derivanti dall'attuazione del decreto di cui al comma 4.

ART. 12
(Disposizioni per la promozione dello sviluppo tecnologico e industriale nonché per il monitoraggio di sistema)

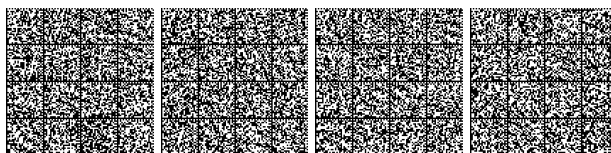
1. Gli interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale in attuazione dell'articolo 32 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono avviati in coordinamento alle misure stabilite dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e tengono inoltre conto delle seguenti linee d'azione prioritarie. A tal fine, all'articolo 32, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il punto iv è sostituito dal seguente:

"iv. al finanziamento di progetti sinergici a quelli previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza che consentano di accelerare lo sviluppo tecnologico e industriale;";

b) dopo il punto iv, sono aggiunti i seguenti:

"iv.1 alla realizzazione di comunità dell'energia, sistemi di autoconsumo collettivo, sistemi di distribuzione chiusi anche con riguardo alla riconversione di siti industriali e configurazioni in esercizio, nei quali possa essere accelerato lo sviluppo tecnologico e il percorso di decarbonizzazione anche attraverso la sperimentazione di tecnologie innovative;

iv.2 ad attività strumentali funzionali al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione tramite la realizzazione di sistemi informatici di monitoraggio e analisi per la programmazione territoriale, nella misura massima del 10 per cento del gettito annuo complessivo.".

CAPO IV

Norme in materia di attuazione e coordinamento con il PNRR e allocazione dei proventi delle aste CO2

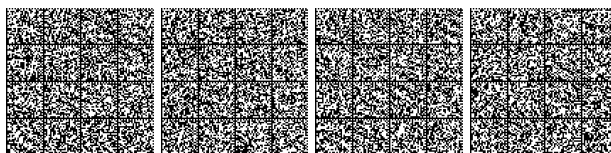
ART. 13
(Principi generali di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali)

1. Al fine di assicurare il necessario coordinamento fra gli strumenti di incentivazione di cui al presente Titolo e quelli previsti dal PNRR e garantire una maggiore efficienza amministrativa, i decreti attuativi delle misure del PNRR di cui all'articolo 14 sono adottati secondo i criteri specifici di cui al medesimo articolo e nel rispetto dei seguenti criteri generali:

a) nei casi in cui il soggetto richiedente presenta contemporanea istanza di accesso alle misure di incentivazione tariffaria di cui ai Capi II e III e alle misure del PNRR sono definite condizioni di cumulabilità per favorire l'utilizzo sinergico degli strumenti;
b) la verifica dei requisiti per l'ammissione agli incentivi dei progetti di cui alla lettera a) può essere svolta dal GSE nell'ambito della medesima istruttoria prevista per l'accesso ai meccanismi tariffari previsti dal Capo II e Capo III del presente decreto. A tal fine, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 25 del decreto-legge 26 giugno 2014 n. 91, convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116;
c) in tutti i casi in cui sia previsto l'utilizzo di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, l'accesso agli incentivi è subordinato al rispetto delle disposizioni di cui al Titolo V del presente decreto;
d) sono definiti tempi massimi di realizzazione degli interventi, in coerenza con il PNRR;
e) le misure sono adottate in conformità alla disciplina dell'Unione sugli aiuti di stato.

ART. 14
(Criteri specifici di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali)

1. Nel rispetto dei criteri generali di cui all'articolo 13, con decreto del Ministro della transizione ecologica, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono disciplinate le modalità per la concessione dei benefici delle misure PNRR specificate nel seguito, favorendone l'integrazione con le misure di cui al presente decreto e sulla base dei seguenti criteri specifici:

a) in attuazione della misura Missione 2, Componente 3, Investimento 3.1 "Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento", sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 settembre 2011, recante "Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 218 del 19 settembre 2011 o, in alternativa, con gli incentivi di cui al meccanismo di cui all'articolo 10;
b) in attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4 "Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare", sono definiti criteri e

modalità per la concessione, attraverso procedure competitive, di un contributo a fondo perduto sulle spese ammissibili connesse all'investimento per l'efficientamento, la riconversione parziale o totale di impianti esistenti a biogas, per nuovi impianti di produzione di biometano, per la valorizzazione e la corretta gestione ambientale del digestato e dei reflui zootecnici, per l'acquisto di trattori agricoli alimentati esclusivamente a biometano. Con il medesimo decreto sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui all'articolo 11 e sono altresì dettate disposizioni per raccordare il regime incentivante con quello previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018;

c) in attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", sono definiti criteri e modalità per incentivare la realizzazione di impianti agrivoltaici attraverso la concessione di prestiti o contributi a fondo perduto, realizzati in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-*quater*, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che, attraverso l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura. Con il medesimo decreto sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui al Capo II;

d) in attuazione delle misure Missione 2, Componente 2, Investimento 2.1 "Rafforzamento s*mart grid*" e 2.2 "Interventi su resilienza climatica delle reti" sono definiti criteri e modalità per la concessione dei contributi a fondo perduto ai concessionari del pubblico servizio di distribuzione dell'energia elettrica, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 per incentivare la realizzazione di interventi di rafforzamento, smartizzazione e digitalizzazione della rete elettrica di distribuzione finalizzati ad aumentare la capacità di ospitare energia rinnovabile, consentire l'elettrificazione dei consumi, anche ai fini di una maggior diffusione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in attuazione di quanto previsto dall'articolo 35, comma 1, lettera c) e aumentare la resilienza ai fenomeni meteorologici avversi;

e) in attuazione delle misure Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 "Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo" sono definiti criteri e modalità per la concessione di finanziamento a tasso zero fino al 100 per cento dei costi ammissibili, per lo sviluppo della comunità energetiche, così come definite nell'articolo 31, nei piccoli comuni attraverso la realizzazione di impianti di produzione di FER, anche abbinati a sistemi di accumulo di energia. Con il medesimo decreto sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui all'articolo 8;

f) in attuazione della misura "Missione 2, Componente 2, Investimento 1.3 Promozione di sistemi innovativi (incluso *off-shore*)" e nell'ambito degli interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale di cui all'articolo 12 sono definiti criteri e modalità per incentivare la realizzazione di sistemi di produzione di energia rinnovabile *off-shore*, che combinano tecnologie ad alto potenziale di sviluppo insieme a tecnologie innovative in configurazioni sperimentali integrate con i sistemi di accumulo;

g) in attuazione della misura "Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3 Infrastrutture di ricarica elettrica" sono definite criteri e modalità per la concessione di benefici a fondo perduto per incentivare la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici fast e ultra fast, anche dotate di sistemi di accumulo integrati, ristrutturando la rete di distribuzione dei carburanti al fine di consentire al settore una rapida transizione verso una mobilità sostenibile. Con il medesimo decreto sono definite misure di efficientamento amministrativo, garantendo il necessario coordinamento del quadro incentivante complessivo per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, anche con riferimento all'attuazione della misura

di cui all’articolo 74, comma 3, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104 convertito, con modificazioni, dalla legge 13 ottobre 2020 n. 126;

h) in attuazione delle misure “Missione 2, Componente 2, Investimento 3.1 Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse” e “Missione 2, Componente 2, Investimento 3.2 Utilizzo dell’idrogeno in settori *hard-to-abate*” sono definite modalità per incentivare la realizzazione di infrastrutture di produzione e utilizzazione di idrogeno, modalità per il riconoscimento dell’idrogeno prodotto da fonti rinnovabili e condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui all’articolo 11, comma 2.

ART. 15

(Utilizzo dei proventi delle aste della CO2 per la copertura dei costi degli incentivi alle fonti rinnovabili e all’efficienza energetica)

1. A decorrere dall’anno 2022, una quota dei proventi annuali derivanti dalla messa all’asta delle quote di emissione di CO2 di cui all’articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, di competenza del Ministero della transizione ecologica, è destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell‘efficienza energetica mediante misure che trovano copertura sulle tariffe dell’energia. A tal fine, con il decreto di cui all’articolo 23, comma 4 del decreto legislativo n. 47 del 2020 è definita la quota annualmente utilizzabile per le finalità di cui al periodo precedente.

2. Ai fini dell’attuazione del comma 1, nonché tenuto conto di quanto previsto dall’articolo 2 del decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22 convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55, all’articolo 4 del decreto legislativo n. 47 del 2020, il comma 2 è sostituito dal seguente:

“2. Il Comitato è un organo collegiale composto da quindici membri, dei quali dieci con diritto di voto e cinque con funzioni consultive, nominati con decreto del Ministro della transizione ecologica. Dei dieci membri con diritto di voto quattro, compreso il Presidente e il Vicepresidente, sono designati dal Ministro della transizione ecologica; due dal Ministro dello sviluppo economico; uno dal Ministro della Giustizia che ha diritto di voto esclusivamente sulle questioni inerenti l’attività sanzionatoria; tre dal Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, di cui due appartenenti all'Ente nazionale per l'aviazione civile di seguito ENAC. I membri designati dal Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili hanno diritto di voto esclusivamente sulle questioni inerenti il trasporto aereo. I cinque membri con funzioni consultive sono designati: uno dal Ministro dell'economia e delle finanze, uno dal Dipartimento per le politiche europee, uno dalla Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano e due dal Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale e svolgono le funzioni consultive esclusivamente con riferimento alle attività di cui al comma 10.”.

CAPO V

Progetti comuni e trasferimenti statistici

ART. 16
(Progetti comuni e trasferimenti statistici con altri Stati membri)

1. Sulla base di accordi internazionali all'uopo stipulati, sono promossi e gestiti con gli Stati membri progetti comuni e trasferimenti statistici di produzioni di energia da fonti rinnovabili, relativi agli obiettivi 2020 e 2030, nel rispetto dei criteri di cui ai commi 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10 del presente articolo.

2. Nel caso di trasferimenti statistici da altri Stati membri verso l'Italia:

a) gli accordi sono promossi se, sulla base dei dati statistici di produzione e delle previsioni di entrata in esercizio di nuovi impianti, si prospetta il mancato raggiungimento da parte dell'Italia degli obiettivi 2020 e 2030;
b) l'onere specifico per il trasferimento statistico e per i progetti comuni non è superiore al valore medio ponderato dell'incentivazione, in Italia, della produzione elettrica da impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio nell'anno precedente a quello di stipula dell'accordo;
c) gli accordi sono stipulati e gestiti con modalità che assicurano che l'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota di energia proveniente dal progetto comune, contribuisca al raggiungimento degli obiettivi italiani in materia di fonti rinnovabili.

3. La copertura dei costi per i trasferimenti statistici e i progetti comuni di cui al comma 1, è assicurata dalle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale, con modalità fissate dall'ARERA successivamente alla stipula di ciascun accordo.

4. Nel caso di trasferimenti statistici dall'Italia verso altri Stati membri o regioni dell'Unione europea:

a) l'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota di energia proveniente dal progetto comune, è determinata in modo da assicurare comunque il raggiungimento degli obiettivi italiani;
b) in caso di trasferimenti statistici, la scelta dello Stato o degli Stati membri verso cui ha effetto il trasferimento statistico avviene, a cura del Ministero della transizione ecologica, mediante valutazione delle manifestazioni di interesse, considerando anche il criterio del migliore vantaggio economico conseguibile;
c) i proventi derivanti dal trasferimento statistico sono attribuiti direttamente alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA) e sono destinati, secondo modalità stabilite dall'ARERA sulla base di indirizzi adottati dal Ministro della transizione ecologica, alla riduzione degli oneri generali di sistema relativi al sostegno delle fonti rinnovabili ed alla ricerca di sistema elettrico, ovvero ad altre finalità connesse agli obiettivi italiani 2020 e 2030;
d) gli accordi sono notificati alla Commissione entro dodici mesi dalla fine di ciascun anno in cui hanno efficacia, indicando anche la quantità e il prezzo dell'energia in questione, ovvero sono

perfezionati sulla piattaforma dell'Unione per lo sviluppo delle rinnovabili ("*Union renewable development platform*" - URDP) sviluppata dalla Commissione europea.

5. Per gli accordi di cui al presente articolo sono in ogni caso stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'energia trasferita.

6. La cooperazione per progetti comuni con altri Stati membri può comprendere operatori privati.

7. Il Ministero della transizione ecologica notifica alla Commissione la quota o la quantità di energia elettrica, calore e freddo da fonti rinnovabili prodotte nell'ambito di progetti comuni realizzati sul proprio territorio che siano stati messi in servizio dopo il 25 giugno 2009 o grazie all'incremento di capacità di un impianto ristrutturato dopo tale data, da computare ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili di un altro Stato membro.

8. La notifica di cui al comma 7:

a) fornisce la descrizione dell'impianto proposto o l'indicazione dell'impianto ristrutturato;
b) specifica la quota o la quantità di energia elettrica, calore o freddo prodotte dall'impianto che sono computate ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili dell'altro Stato membro;
c) indica lo Stato membro in favore del quale è effettuata la notifica;
d) precisa il periodo, in anni civili interi, durante il quale l'energia elettrica o il calore o freddo prodotti dall'impianto a partire da fonti rinnovabili sono computati ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili dell'altro Stato membro.

9. Entro tre mesi dalla fine di ciascun anno che ricade nel periodo di cui al comma 8, lettera d), il Ministero della transizione ecologica emette una lettera di notifica alla Commissione europea e allo Stato membro interessato, in cui dichiara:

a) la quantità totale di energia elettrica o di calore o freddo prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili dall'impianto oggetto della notifica di cui al comma 7;
b) la quantità di energia elettrica o di calore o freddo prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili da tale impianto che è computata ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili di un altro Stato membro conformemente a quanto indicato nella notifica.

10. La notifica di cui al comma 9, è trasmessa allo Stato membro a favore del quale è effettuata la notifica e alla Commissione.

11. L'articolo 35 del decreto legislativo n. 28 del 2011, è abrogato.

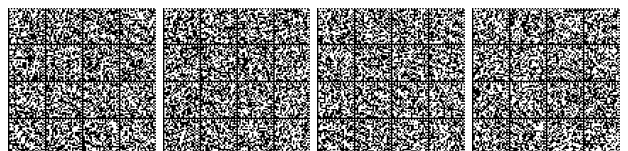
ART.17
(Progetti comuni con Paesi terzi)

1. Ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili di cui all'articolo 3, è incentivata l'importazione di elettricità da fonti rinnovabili proveniente da Stati non appartenenti all'Unione europea, sulla base di accordi internazionali all'uopo stipulati con lo Stato da cui l'elettricità da fonti rinnovabili è importata. Tali accordi si conformano ai seguenti criteri:

a) il sostegno è effettuato mediante il riconoscimento, sull'energia immessa nel sistema elettrico nazionale, di un incentivo che, rispetto a quello riconosciuto in Italia alle fonti e alle tipologie impiantistiche da cui l'elettricità è prodotta nel Paese terzo, è di pari durata e di entità inferiore, in misura fissata negli accordi di cui al presente articolo, tenendo conto della maggiore producibilità ed efficienza degli impianti nei Paesi terzi e del valore medio dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia;
b) la quantità di energia elettrica prodotta ed importata non ha beneficiato di regimi di sostegno del Paese Terzo dal quale proviene, diversi da aiuti agli investimenti concessi per la realizzazione degli impianti;
c) gli accordi sono stipulati e gestiti col fine di assicurare che l'energia prodotta e importata contribuisca al raggiungimento della quota complessiva di energia da fonti rinnovabili da conseguire al 2030 rispettando in particolare le seguenti condizioni:
   1) una quantità di energia elettrica equivalente all'energia elettrica contabilizzata è stata definitivamente attribuita alla capacità di interconnessione assegnata da parte di tutti i gestori del sistema di trasmissione responsabile nel paese d'origine, nel paese di destinazione e, se del caso, in ciascun paese terzo di transito;
   2) una quantità di energia elettrica equivalente all'energia elettrica contabilizzata è stata definitivamente registrata nella tabella di programmazione da parte del gestore del sistema di trasmissione responsabile nella parte dell'Unione di un interconnettore;
   3) la capacità nominata e la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte dell'impianto di cui al punto 4) si riferiscono allo stesso periodo;
   4) l'energia elettrica è prodotta in impianti entrati in esercizio dopo il 25 giugno 2009 o da impianti che sono stati ristrutturati, accrescendone la capacità, dopo tale data.
d) sono stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'energia da fonti rinnovabili importata;
e) l'energia elettrica da fonti rinnovabili in un Paese terzo è presa in considerazione se è stata prodotta nel pieno rispetto del diritto internazionale in un paese terzo che risulta parte della convenzione del Consiglio d'Europa per la salvaguardia dei diritti dell'uomo e delle libertà fondamentali o di altri trattati o convenzioni internazionali sui diritti umani;
f) la quota o la quantità di energia elettrica prodotta da qualsiasi impianto nel territorio di un Paese terzo, computata ai fini della quota di energia rinnovabile di uno o più Stati membri nell'ambito della direttiva (UE) 2018/2001, è notificata alla Commissione Europea. La quota o la quantità non è superiore alla quota o alla quantità effettivamente esportata nell'Unione e ivi consumata, corrisponde alla quantità di cui al comma 1, lettera c), punti 1) e 2), ed è conforme alle condizioni di cui al comma 1, lettera c).

2. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro della transizione ecologica, di concerto con i Ministri degli affari esteri e della cooperazione internazionale può essere stabilito, salvaguardando gli accordi già stipulati, un valore dell'incentivo diverso da quello di cui alla lettera a) del comma 1, contemperando gli oneri economici conseguenti al riconoscimento dell'incentivo stesso e gli effetti economici del mancato raggiungimento degli obiettivi.

3. La notifica di cui al comma 1, lettera f), è trasmessa al Paese terzo a favore del quale è effettuata la notifica e alla Commissione europea.

4. Gli articoli 36 e 37 del decreto legislativo n. 28 del 2011 sono abrogati.

TITOLO III
PROCEDURE AUTORIZZATIVE, CODICI E REGOLAMENTAZIONE TECNICA

CAPO I

Autorizzazioni e procedure amministrative

ART. 18
(Principi e regimi generali di autorizzazione)

1. Il presente Capo apporta semplificazioni ai procedimenti autorizzativi e amministrativi introdotti dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, nel rispetto dei principi di proporzionalità e adeguatezza sulla base delle specifiche caratteristiche di ogni singola applicazione.

2. All'articolo 4 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, il comma 2 è sostituito dal seguente:

«2. I regimi di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili sono regolati dai seguenti articoli, secondo un criterio di proporzionalità:

a) comunicazione relativa alle attività in edilizia libera di cui all'articolo 6, comma 11;
b) dichiarazione di inizio lavori asseverata di cui all'articolo 6-*bis*;
c) procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6;
d) autorizzazione unica di cui all'articolo 5.».

3. A seguito dell'entrata in vigore della disciplina statale e regionale per l'individuazione di superfici e aree idonee ai sensi dell'articolo 20, sono aggiornate le linee guida per l'autorizzazione degli impianti a fonti rinnovabili di cui all'articolo 12, comma 10, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

ART. 19
(Piattaforma unica digitale per impianti a fonti rinnovabili)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministro della transizione ecologica, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, è istituita una piattaforma unica digitale per la presentazione delle istanze di cui all'articolo 4, comma 2 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, realizzata e gestita dal GSE. In sede di prima applicazione, la piattaforma è funzionale alla presentazione delle istanze per l'autorizzazione unica di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

2. La piattaforma di cui al comma 1, fornisce guida e assistenza lungo tutte le fasi della procedura amministrativa e garantisce l'interoperabilità con gli strumenti informatici per la presentazione delle istanze già operativi in ambito nazionale, regionale, provinciale o comunale.

3. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministro della transizione ecologica, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono adottati modelli unici per le procedure di autorizzazione di cui all'articolo 4, comma 2 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

ART. 20

(Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili)

1. Con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, da adottare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. In via prioritaria, con i decreti di cui al presente comma si provvede a:

a) dettare i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, stabilendo le modalità per minimizzare il relativo impatto ambientale e la massima porzione di suolo occupabile dai suddetti impianti per unità di superficie, nonché dagli impianti a fonti rinnovabili di produzione di energia elettrica già installati e le superfici tecnicamente disponibili;
b) indicare le modalità per individuare superfici, aree industriali dismesse e altre aree compromesse, aree abbandonate e marginali idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili.

2. Ai fini del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PNIEC, i decreti di cui al comma 1, stabiliscono altresì la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti e criteri per il trasferimento statistico fra le medesime Regioni e Province autonome, da effettuare secondo le regole generali di cui all'Allegato I, fermo restando che il trasferimento statistico non può pregiudicare il conseguimento dell'obiettivo della Regione o della Provincia autonoma che effettua il trasferimento.

3. Ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettere a) e b), della legge 22 aprile 2021, n. 53, nella definizione della disciplina inerente le aree idonee, i decreti di cui al comma 1, tengono conto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, privilegiando l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali

capannoni industriali e parcheggi, e verificando l’idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi, ivi incluse le superfici agricole non utilizzabili, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.

4. Conformemente ai principi e criteri stabiliti dai decreti di cui al comma 1, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore dei medesimi decreti, le Regioni individuano con legge le aree idonee, anche con il supporto della piattaforma di cui all’articolo 21. Nel caso di mancata adozione della legge di cui al periodo precedente, ovvero di mancata ottemperanza ai principi, ai criteri e agli obiettivi stabiliti dai decreti di cui al comma 1, si applica l’articolo 41 della legge 24 dicembre 2012, n. 234. Le Province autonome provvedono al processo programmatorio di individuazione delle aree idonee ai sensi dello Statuto speciale e delle relative norme di attuazione.

5. In sede di individuazione delle superfici e delle aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili sono rispettati i princìpi della minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio, sul patrimonio culturale e sul paesaggio, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento di tale obiettivo.

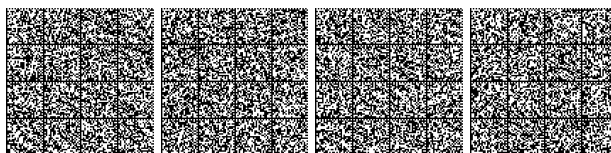
6. Nelle more dell’individuazione delle aree idonee, non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione.

7. Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all’installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell’ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee.

8. Nelle more dell’individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell’articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28;
b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale.

ART. 21
(Piattaforma digitale per le Aree idonee)

1. Per garantire un adeguato servizio di supporto alle Regioni e alle Province autonome nel processo di individuazione delle aree idonee e nelle attività di monitoraggio ad esso connesse, con decreto del Ministero della transizione ecologica da emanarsi, previa intesa in sede di Conferenza unificata

di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono regolamentate le modalità di funzionamento di una piattaforma digitale realizzata presso il GSE con la finalità di includere tutte le informazioni e gli strumenti necessari alla Regioni e Province autonome per connettere ed elaborare i dati per la caratterizzazione e qualificazione del territorio, anche in relazione alle infrastrutture già realizzate e presenti nonché in relazione a quelle autorizzate e in corso di autorizzazione, la stima del potenziale e la classificazione delle superfici e delle aree. La predetta piattaforma include i dati di monitoraggio di cui all'articolo 48. I dati sono trattati per le finalità istituzionali connesse e strumentali al servizio reso alle Regioni e Province autonome.

ART. 22
(Procedure autorizzative specifiche per le Aree Idonee)

1. La costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree idonee sono disciplinati secondo le seguenti disposizioni:

a) nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili su aree idonee, l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante. Decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere non vincolante, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione;
b) i termini delle procedure di autorizzazione per impianti in aree idonee sono ridotti di un terzo.

ART. 23
(Procedure autorizzative per impianti off-shore e individuazione aree idonee)

1. L'articolo 12, comma 3, ultimo periodo, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, è sostituito dal seguente: «Per gli impianti *off-shore* l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della transizione ecologica di concerto il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, nell'ambito del provvedimento adottato a seguito del procedimento unico di cui al comma 4, comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo.».

2. Nel rispetto delle esigenze di tutela dell'ecosistema marino e costiero, dello svolgimento dell'attività di pesca, del patrimonio culturale e del paesaggio, nell'ambito della completa individuazione delle aree idonee per l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile *off-shore*, sono considerate tali le aree individuate per la produzione di energie rinnovabili dal Piano di gestione dello spazio marittimo produzione di energia da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 17 ottobre 2016 n. 201, e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1 dicembre 2017, recante "Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n.19 del 24 gennaio 2018. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto si provvede all'adozione del piano di cui al periodo precedente con le modalità di cui all'articolo 5, comma 5, del decreto legislativo 17 ottobre 2016 n. 201.

3. Nelle more dell'adozione del piano di gestione dello spazio marittimo di cui al comma 2, sono comunque considerate idonee:

a) fatto salvo quanto stabilito dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 15 febbraio 2019 recante "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 57 dell'8 marzo 2019, le piattaforme petrolifere in disuso e l'area distante 2 miglia nautiche da ciascuna piattaforma;
b) i porti, per impianti eolici fino a 100 MW di potenza istallata, previa eventuale variante del Piano regolatore portuale, ove necessaria, da adottarsi entro 6 mesi dalla presentazione della richiesta.

4. Nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili *off-shore*, localizzati nelle aree individuate ai sensi dei commi 2 e 3:

a) l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante individuando, ove necessario, prescrizioni specifiche finalizzate al migliore inserimento nel paesaggio e alla tutela di beni di interesse archeologico;
b) i termini procedurali per il rilascio dell'autorizzazione sono ridotti di un terzo.

5. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee, non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione per le domande già presentate.

6. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto il Ministero della transizione ecologica, di concerto con i Ministeri della cultura e delle infrastrutture e delle mobilità sostenibili, adotta le linee guida per lo svolgimento dei procedimenti di cui al presente articolo.

ART. 24

(Semplificazione del procedimento autorizzativo e delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano)

1. All'articolo 8-*bis*, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, le parole: "le opere e le infrastrutture connesse» sono sostituite dalle seguenti: «le opere connesse e le infrastrutture necessarie alla costruzione e all'esercizio degli impianti, inclusa l'immissione del biometano in rete".
b) al comma 1, la lettera a) è sostituita dalla seguente:

   "a) la procedura abilitativa semplificata per i nuovi impianti di capacità produttiva, come definita ai sensi dell'articolo 21, comma 2, non superiore a 500 *standard* metri cubi/ora;";

c) al comma 1, dopo la lettera a), è aggiunta la seguente:

   "a-*bis*) una comunicazione all'autorità competente per gli interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione qualora le modifiche siano non sostanziali. In tal caso, entro novanta giorni dal ricevimento della comunicazione, l'autorità competente aggiorna l'autorizzazione rilasciata per esplicitare la

quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano.”;

d) al comma 1, lettera b), dopo le parole: “lettera a)” sono aggiunte le parole “e a-*bis*)”;
e) dopo il comma 1, è inserito il seguente:

“1-*bis*. Nei casi di cui al comma 1, lettera a-*bis*), le modifiche si considerano non sostanziali se, rispetto alla situazione esistente, non determinano un incremento delle emissioni in atmosfera e se il sito interessato non è ampliato più del 25 per cento in termini di superficie occupata. Nel caso di modifiche sostanziali, l’interessato invia all'autorità competente la domanda di autorizzazione ai sensi del comma 1 e i termini procedimentali per il rilascio della nuova autorizzazione sono ridotti della metà, fermo restando che il provvedimento finale dovrà esplicitare la quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano.”.

2. Il biometano, che rispetta le caratteristiche di cui all’articolo 3 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018, prodotto a partire da sostanze classificate come rifiuti ai sensi dell’articolo 183, comma 1, lettera a), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, cessa di essere qualificato come rifiuto ai sensi e per gli effetti dell’articolo 184-*ter* del medesimo decreto legislativo n. 152 del 2006.

ART. 25
(Semplificazioni per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili al servizio di edifici)

1. Al fine di promuovere l’installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffrescamento negli edifici, favorendo la semplificazione e l’armonizzazione delle procedure autorizzative, si applicano le disposizioni di cui all’Allegato II del presente decreto.

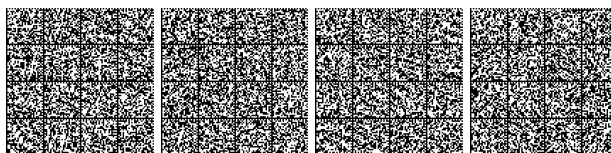
2. I procedimenti pendenti alla data di entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente articolo sono disciplinati dalla previgente disciplina, ferma restando per il proponente la possibilità di optare per la procedura semplificata di cui all’Allegato II del presente decreto.

3. Decorsi centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto:

a) con il modello unico semplificato di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 maggio 2015, recante “Approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l’esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 121 del 27 maggio 2015, è possibile richiedere anche il ritiro dell’energia elettrica da parte del GSE, ivi incluso il ritiro dedicato di cui all’articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
b) il campo di applicazione del decreto di cui alla lettera a), è esteso agli impianti fotovoltaici di potenza fino a 50kW.

4. Con il modello unico semplificato di cui al comma 3, lettera a), è possibile richiedere al GSE l’accesso ai meccanismi di cui all’articolo 8 e all’articolo 7, comma 1, lettera a), decorsi sessanta giorni dalla data di entrata in vigore dei rispettivi decreti attuativi.

5. Le istanze presentate mediante il modello unico semplificato di cui al comma 3, lettera a), sono trasferite dai gestori di rete alla piattaforma digitale di cui all'articolo 19, ovvero alle piattaforme di cui all'articolo 19, comma 2, con modalità esclusivamente informatizzate.

6. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'articolo 7 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato.

CAPO II

Regolamentazione tecnica e obblighi

ART. 26
(Obbligo di utilizzo dell'energia rinnovabile per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici)

1. I progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazioni rilevanti degli edifici esistenti, per i quali la richiesta del titolo edilizio è presentata decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, prevedono l'utilizzo di fonti rinnovabili per la copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento secondo i principi minimi di integrazione di cui all'Allegato III del presente decreto.

2. Ferma restando l'acquisizione dei relativi atti di assenso, comunque denominati, le disposizioni di cui al comma 1, si applicano agli edifici di cui alla Parte seconda e all'articolo 136, comma 1, lettere b) e c), del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, e a quelli specificamente individuati come tali negli strumenti urbanistici, solo ove non incompatibili con i suddetti vincoli. Qualora, a seguito dell'acquisizione del parere dell'autorità competente sui predetti vincoli, il progettista evidenzi che il rispetto delle prescrizioni implica un'alterazione incompatibile con il loro carattere o aspetto, con particolare riferimento ai caratteri storici e artistici e paesaggistici, si applicano le disposizioni previste al comma 9.

3. Le disposizioni di cui al comma 1, non si applicano agli edifici destinati a soddisfare esigenze meramente temporanee, e comunque da rimuovere entro il termine di 24 mesi dalla data della fine lavori di costruzione. A tal fine, l'indicazione di temporaneità dell'edificio e i termini per la rimozione devono essere espressamente contenuti nel pertinente titolo abilitativo alla costruzione.

4. L'inosservanza dell'obbligo di cui al comma 1, comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio.

5. Il progettista inserisce i calcoli e le verifiche previste dall'Allegato III nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192, o provvedimento equivalente di Regione o Provincia autonoma. Una copia della relazione suddetta è trasmessa al GSE ai fini del monitoraggio del conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili di energia e al fine di alimentare il Portale per l'efficienza energetica degli edifici di cui all'articolo 4-*quater* del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.

6. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili realizzati ai fini dell'assolvimento degli obblighi di cui al comma 1, a eccezione di quelli realizzati a servizio di edifici di nuova costruzione, accedono agli incentivi statali previsti per la promozione delle fonti rinnovabili, ivi inclusi fondi di garanzia e fondi di rotazione per l'erogazione di prestiti a tasso agevolato, fermo restando il rispetto dei criteri e delle condizioni di accesso e cumulabilità stabilite da ciascun meccanismo.

7. Le Regioni e le Province autonome possono stabilire incrementi dei valori di cui all'Allegato III e prevedere che il rispetto dell'obbligo di cui al comma 1, debba essere assicurato, in tutto o in parte,

ricorrendo ad impieghi delle fonti rinnovabili diversi dalla combustione delle biomasse, qualora ciò risulti necessario per assicurare il processo di raggiungimento e mantenimento dei valori di qualità dell'aria.

8. Gli obblighi previsti da atti normativi regionali o comunali in materia di obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici sono adeguati alle disposizioni del presente articolo entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Decorso inutilmente il predetto termine, si applicano le disposizioni di cui al presente articolo.

9. L'impossibilità tecnica di ottemperare, in tutto o in parte, agli obblighi di integrazione di cui al comma 1, è evidenziata dal progettista nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e dettagliata esaminando la non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili. In tali casi il valore di energia primaria non rinnovabile dell'edificio è ridotto secondo quanto previsto all'Allegato III, paragrafo 4.

10. Gli obblighi di cui al comma 1, del presente articolo non si applicano agli edifici pubblici posti nella disponibilità di corpi armati, nel caso in cui l'adempimento degli stessi risulti incompatibile con la loro natura e con la loro destinazione ovvero qualora vengano in rilievo materiali utilizzati unicamente a fini militari.

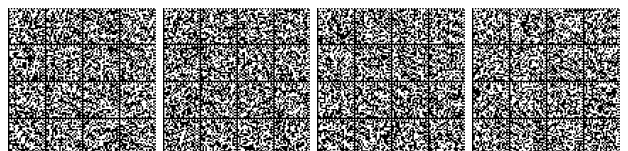
11. Decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono abrogati l'articolo 11 e l'Allegato 3 al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

ART. 27

(Obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia)

1. A decorrere dal 1° gennaio 2024, le società che effettuano vendita di energia termica sotto forma di calore per il riscaldamento e il raffrescamento a soggetti terzi per quantità superiori a 500 TEP annui provvedono affinché una quota dell'energia venduta sia rinnovabile.

2. Con decreto del Ministro della transizione ecologica da adottarsi entro il 31 dicembre 2022 sono definite le modalità:

a) di attuazione dell'obbligo di cui al comma 1, secondo traiettorie annuali coerenti con gli obiettivi generali di cui all'articolo 3, comma 2;
b) di verifica del rispetto dell'obbligo di cui al comma 1;
c) con cui può essere ridotta la soglia di cui al comma 1, tenendo conto dell'evoluzione del grado di raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, e della sostenibilità economica degli investimenti;
d) con cui i soggetti obbligati che non rispettano l'obbligo di cui al comma 1 provvedono al versamento di un contributo compensativo in un fondo appositamente costituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali finalizzato alla realizzazione di interventi con effetto equivalente ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3;
e) per l'utilizzo delle risorse confluite nel fondo di cui alla lettera d), secondo criteri di massima efficienza e riduzione dei costi nell'individuazione dei contributi compensativi per i soggetti obbligati al versamento.

ART. 28

(Accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Gestore dei Mercati Energetici – GME S.p.A. (di seguito: GME), al fine di assicurare un avvio graduale delle contrattazioni di lungo termine di energia rinnovabile, realizza una bacheca informatica con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali contratti. La bacheca, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali, prevede l'obbligo di registrazione dei dati dei contratti che risultano necessari a garantire la massima diffusione degli esiti e il monitoraggio, anche ai fini della realizzazione del mercato organizzato di cui al comma 2.

2. Tenuto conto dell'evoluzione del mercato dei contratti di lungo termine, della liquidità della domanda e dell'offerta, nonché di specifici rapporti di monitoraggio forniti dal GME, il Ministero della transizione ecologica può fornire indirizzi al GME stesso, affinché sia sviluppata una piattaforma di mercato organizzato, a partecipazione volontaria, per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili. La disciplina della piattaforma di mercato è approvata con decreto del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA, ai sensi dell'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 199, n. 79.

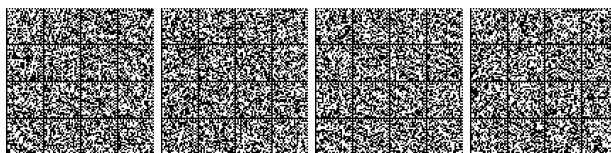
3. L'articolo 18 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 luglio 2019, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n. 186 del 9 agosto 2019, è abrogato.

4. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, la Concessionaria Servizi Informativi Pubblici – Consip S.p.A. (di seguito: Consip) definisce, con il supporto del GSE, uno o più strumenti di gara per la fornitura di energia da fonti rinnovabili alla Pubblica amministrazione attraverso schemi di accordo per la compravendita di energia elettrica di lungo termine. L'utilizzo degli strumenti di gara di cui al primo periodo si aggiunge alle procedure di acquisto per forniture di energia elettrica da fonti rinnovabili definite da Consip, nell'ambito del piano d'azione nazionale sugli acquisti verdi della pubblica amministrazione, al fine di consentire a quest'ultima di acquistare prevalentemente energia da fonti rinnovabili.

5. Al fine di garantire l'aggregazione di più clienti finali e la partecipazione attiva dei consumatori, domestici e non domestici, connessi in bassa e media tensione, nell'acquisto di energia elettrica a lungo termine prodotta da impianti a fonti rinnovabili, l'ARERA, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, integra le linee guida in materia di gruppi di acquisto di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124, in modo da promuovere, fra le diverse modalità, anche l'approvvigionamento mediante contratti di lungo termine, anche per il tramite degli aggregatori indipendenti e prevedendo che i consumatori interessati ricevano adeguata assistenza informativa per l'adesione alla piattaforma di cui al comma 1.

ART. 29
(Requisiti e specifiche tecniche)

1. Decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, gli impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili che richiedono incentivi, comunque denominati, rispettano i requisiti minimi di cui all'Allegato IV.

2. A decorrere dalla data di cui al comma 1, sono abrogati l'articolo 10 e l'Allegato 2 al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

TITOLO IV
AUTOCONSUMO, COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI E SISTEMI DI RETE

CAPO I

Configurazioni di autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili

ART. *30*
(Autoconsumatori di energia rinnovabile)

1. Un cliente finale che diviene autoconsumatore di energia rinnovabile:

a) produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo:
   1) realizzando un impianto di produzione a fonti rinnovabili direttamente interconnesso all'utenza del cliente finale. In tal caso, l'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all'installazione, all'esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Il terzo non è di per sé considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile;
   2) con uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale l'autoconsumatore opera, fermo restando che tali edifici o siti devono essere nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso. In tal caso, l'autoconsumatore può utilizzare la rete di distribuzione esistente per condividere l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili e consumarla nei punti di prelievo nella titolarità dello stesso autoconsumatore;

b) vende l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta e può offrire servizi ancillari e di flessibilità, eventualmente per il tramite di un aggregatore;
c) nel caso in cui operi con le modalità di cui alla lettera a), può accedere agli strumenti di incentivazione di cui all'articolo 8, e alle compensazioni di cui all'articolo 32, comma 3, lettera a).

2. Nel caso in cui più clienti finali si associno per divenire autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente:

a) gli autoconsumatori devono trovarsi nello stesso edificio o condominio;
b) ciascun autoconsumatore può produrre e accumulare energia elettrica rinnovabile con le modalità di cui al comma 1, ovvero possono essere realizzati impianti comuni;
c) si utilizza la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini;
d) l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per i fabbisogni degli autoconsumatori e l'energia eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;

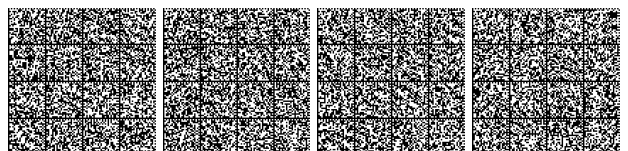
e) la partecipazione al gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente non può costituire l'attività commerciale e industriale principale delle imprese private.

ART.31
(Comunità energetiche rinnovabili)

1. I clienti finali, ivi inclusi i clienti domestici, hanno il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili, purché siano rispettati i seguenti requisiti:

a) l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari;
b) la comunità è un soggetto di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica (di seguito: ISTAT) secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, che sono situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione di cui al comma 2, lettera a);
c) per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;
d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo è detenuto dai soggetti aventi le caratteristiche di cui alla lettera b).

2. Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all'articolo 30, comma 1, lettera a), punto 1, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità;
b) l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità secondo le modalità di cui alla lettera c), mentre l'energia eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;
c) i membri della comunità utilizzano la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini. L'energia può essere condivisa nell'ambito della stessa zona di mercato, ferma restando la sussistenza del requisito di connessione alla medesima cabina primaria per l'accesso agli incentivi di cui all'articolo 8, e alle restituzioni di cui all'articolo 32, comma 3, lettera a), secondo le modalità e alle condizioni ivi stabilite;

d) gli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica realizzati dalla comunità sono entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, fermo restando la possibilità di adesione per impianti esistenti, sempre di produzione di energia elettrica rinnovabile, per una misura comunque non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla comunità;
e) i membri delle comunità possono accedere agli incentivi di cui al Titolo II alle condizioni e con le modalità ivi stabilite;
f) nel rispetto delle finalità di cui al comma 1, lettera a), la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica, interventi di efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità.

ART. 32
(Modalità di interazione con il sistema energetico)

1. I clienti finali organizzati in una delle configurazioni di cui agli articoli 30 e 31:

a) mantengono i loro diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;
b) possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati;
c) regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato che tiene conto di quanto disposto alle lettere a) e b), e che individua univocamente un soggetto, responsabile del riparto dell'energia condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale soggetto la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il GSE.

2. Resta fermo che sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali, compresa quella condivisa, si applicano gli oneri generali di sistema ai sensi dell'articolo 6, comma 9, secondo periodo, del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19.

3. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ARERA adotta i provvedimenti necessari a garantire l'attuazione delle disposizioni del presente Capo. La medesima Autorità, in particolare:

a) nei casi in cui gli impianti di produzione e i punti di prelievo sono connessi alla porzione di rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria, individua, anche in via forfettaria, il valore delle componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché di quelle connesse al costo della materia prima energia, che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete;
b) prevede modalità con le quali il rispetto del requisito di cui alla lettera a) sia verificato anche attraverso modalità veloci e semplificate, anche ai fini dell'accesso agli incentivi di cui all'articolo 8. A tal fine, prevede che i distributori rendano pubblici i perimetri delle cabine primarie, anche in via semplificata o forfettaria;
c) individua le modalità con le quali i clienti domestici possono richiedere alle rispettive società di vendita, in via opzionale, lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa;

d) adotta le disposizioni necessarie affinché i clienti finali che partecipano a una comunità energetica rinnovabile mantengono i diritti e gli obblighi derivanti dalla loro qualificazione come clienti finali ovvero come clienti domestici e non possono essere sottoposti, per il semplice fatto della partecipazione a una comunità, a procedure o condizioni ingiustificate e discriminatorie;
e) adotta le disposizioni necessarie affinché per le isole minori non interconnesse non si applichi il limite della cabina primaria ai fini dell'accesso al meccanismo di cui alla lettera a) nonché agli incentivi di cui all'articolo 8.

4. Fino all'adozione dei provvedimenti di cui al comma 3, continuano ad applicarsi le disposizioni adottate in attuazione dell'articolo 42-*bis*, comma 8, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.

ART. 33
(Monitoraggio e analisi di sistema)

1. Ai fini di garantire un sistema di monitoraggio delle configurazioni realizzate in attuazione del presente Capo, anche in continuità con le attività avviate in attuazione dell'articolo 42-*bis* del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8:

a) il GSE provvede a monitorare l'evoluzione dell'energia soggetta al pagamento degli oneri generali di sistema e delle diverse componenti tariffarie tenendo conto delle possibili traiettorie di crescita delle configurazioni di autoconsumo e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti;
b) la Società Ricerca sul sistema energetico - RSE S.p.A. (di seguito: RSE), anche in esito alle campagne di misura e monitoraggio già attivate in attuazione dell'articolo 42-*bis* del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, avvia una verifica degli effetti tecnici ed economici delle configurazioni e delle loro interazioni anche prospettiche con il sistema elettrico, individuando anche gli eventuali effetti sui costi di dispacciamento e sui criteri di allocazione dei servizi di rete.

2. Gli esiti delle attività di monitoraggio di cui al comma 1 sono trasmessi e resi disponibili per via informatica con cadenza annuale al Ministero della transizione ecologica e all'ARERA per l'adozione degli atti e dei provvedimenti di rispettiva competenza, nonché alla Regione e ai Comuni territorialmente competenti per migliorare il livello di conoscenza dello stato di realizzazione delle configurazioni realizzate in attuazione del presente Capo.

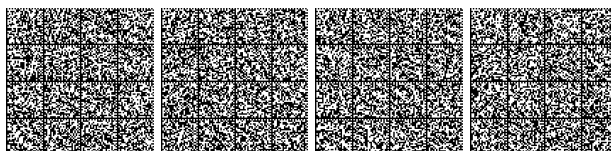
CAPO II

Reti di teleriscaldamento

ART.34
(Sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento)

1. Entro il 30 giugno di ogni anno il GSE qualifica i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti che rispettano i requisiti di cui all'articolo 2, comma 2, lettera tt) del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, con riferimento all'anno solare precedente. A tal fine, i gestori del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento, su base volontaria, presentano apposita richiesta, nei tempi e nei modi resi disponibili dal GSE entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

2. Nell'ambito delle disposizioni per la regolazione del servizio di fornitura di energia tramite sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, l'ARERA prevede una disciplina semplificata, da raccordare con quella adottata in attuazione dell'articolo 10, comma 17, lettera c), del decreto legislativo n. 102 del 2014, che agevoli il distacco da sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento non efficienti, qualora il soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'utenza possa essere coperto con impianti che garantiscono un maggior risparmio di energia primaria non rinnovabile. Analoga possibilità è prevista nei meccanismi di promozione dell'efficienza energetica e del miglioramento della prestazione energetica degli edifici.

3. Le informazioni relative alla fatturazione per il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento di cui all'Allegato 9, paragrafo 3, lettera b) del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, riportano in maniera esplicita la quota di energia rinnovabile che caratterizza la fornitura di energia oggetto della comunicazione, certificata tramite garanzie di origine. Il gestore del sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento rende altresì pubblica, sul proprio sito web, la quota di energia rinnovabile media annua sull'energia complessivamente distribuita dal suddetto sistema.

CAPO III

Reti elettriche, gas e reti idrogeno

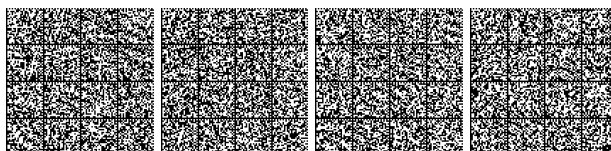
ART. 35
(Accelerazione nello sviluppo della rete elettrica)

1. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, al fine di garantire un’accelerazione nel potenziamento della rete elettrica per accogliere le quote di produzione crescenti da fonti rinnovabili necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di cui all’articolo 3:

a) i gestori di rete nella programmazione dello sviluppo di rete adottano criteri e modalità predittive della crescita attesa della produzione da fonti rinnovabili sul medio e lungo termine, in modo da programmare e avviare in tempi congrui gli interventi necessari;
b) i gestori di rete in attuazione del criterio di cui alla lettera a), nell’ambito degli aggiornamenti dei rispettivi piani di sviluppo adottano le opportune misure per dotare le aree idonee all’installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile delle infrastrutture necessarie per la connessione degli impianti e per l’utilizzo dell’energia prodotta, anche anticipando le richieste di connessione su tali aree;
c) i gestori di rete in un’apposita sezione dei propri piani di sviluppo elaborano una pianificazione integrata secondo le logiche di cui alla lettera a) individuando gli interventi atti a garantire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di cui all’articolo 3. A tal fine, i gestori di rete accedono alla Piattaforma unica nazionale di cui all’articolo l’articolo 4, comma 7-*bis*, del decreto legge 18 aprile 2019, n. 32;
d) Terna S.p.A., tenuto conto di quanto previsto alla lettera a), nonché dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti in corso, elabora una specifica pianificazione di opere di rete urgenti, finalizzata al raggiungimento degli obiettivi del Piano nazionale di ripresa e resilienza al 2025 nonché di quelli aggiuntivi derivanti dall’innalzamento degli obiettivi europei al 2030, anche con riguardo alla tecnologia *off-shore*.

2. L'ARERA provvede, ove necessario, ad aggiornare i propri provvedimenti in materia per dare attuazione a quanto disposto dal comma 1, prevedendo in particolare, per gli impianti di cui alla lettera d) di dimensioni superiori a 300 MW, la possibilità di realizzazione della connessione per sezioni e quote di potenza, ferma restando il rilascio, nei tempi stabiliti, della soluzione di connessione per l’intera potenza.

ART. 36
(Regolamentazione del sistema di misura dell’energia elettrica da fonti rinnovabili per l’attribuzione degli incentivi)

1. Al fine di fornire maggiore certezza nella determinazione dei flussi economici correlati ai regimi di sostegno nel settore elettrico con uno o più provvedimenti dell'ARERA, sono individuate le modalità con le quali il GSE eroga gli incentivi nel settore elettrico, prevedendo in particolare:

a) per i nuovi impianti, le modalità e le tempistiche con cui i gestori di rete, responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete, trasmettono al GSE, attraverso la piattaforma di cui alla lettera g) del presente comma, i dati di misura effettivamente rilevati sugli impianti di produzione, funzionali allo stesso GSE per l'erogazione degli incentivi nel settore elettrico, stabilendo, ai soli fini della determinazione e del pagamento degli incentivi, un tempo massimo comunque non superiore a due anni rispetto a quello di effettiva produzione dell'impianto per la trasmissione e per l'eventuale rettifica;
b) per gli impianti in esercizio, le modalità con le quali i gestori di rete possono rettificare le informazioni precedentemente trasmesse riferite a un periodo storico pari al massimo a cinque anni rispetto a quello di effettiva produzione dell'impianto di produzione, coerentemente con la determinazione delle partite economiche del dispacciamento;
c) le modalità con le quali, anche attraverso algoritmi standardizzati, sono chiuse le partite pendenti riferite a misure mancanti, con particolare riguardo ai casi in cui il periodo sia superiore a quello indicato alla lettera b);
d) i casi, le modalità e le condizioni al ricorrere dei quali, in alternativa ai dati di cui alla lettera a), i gestori di rete possono trasmettere, in via transitoria, la miglior stima disponibile di tali dati segnalando il carattere temporaneo delle informazioni e completando l'invio dei dati tempestivamente;
e) le modalità con le quali il GSE effettua verifiche di congruità sui dati trasmessi dai gestori di rete rispetto alla producibilità attesa e alla potenza massima erogabile e segnala ai medesimi gestori tali incongruità per eventuali rettifiche, da effettuare entro un termine massimo, decorso il quale il GSE procede comunque all'erogazione degli incentivi sulla base dei dati trasmessi, che si intendono confermati sotto la responsabilità del distributore;
f) disposizioni per la verifica del rispetto delle tempistiche per l'invio, da parte dei gestori di rete, dei dati di misura necessari per la corretta gestione degli incentivi nel settore elettrico. Per tale scopo, il GSE, entro il 30 settembre di ogni anno, trasmette all'ARERA e al Ministero della transizione ecologica un rapporto contenente informazioni e analisi sulla rilevazione e trasmissione dei dati da parte dei gestori di rete, con particolare riguardo alla tempistica e al livello di qualità;
g) le modalità con le quali i dati delle misure di produzione e immissione degli impianti fornite dai gestori di rete per le finalità di cui al presente articolo confluiscono all'interno del Sistema informativo Integrato di cui all'articolo 1-*bis* del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129. A tal fine, l'ARERA stabilisce le modalità con le quali ciascun consumatore, in qualità di consumatore attivo o autoconsumatore di energia da fonti rinnovabili, nonché i produttori e i soggetti abilitati, possono accedere, tramite un'unica interfaccia, ai dati di consumo e produzione, anche con riferimento all'energia condivisa all'interno di configurazioni di cui al Capo I del presente decreto;

2. Il Ministro della transizione ecologica stabilisce, con uno o più decreti, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le modalità con le quali sono disciplinati i rapporti fra Acquirente Unico S.p.A. e GSE e le modalità di accesso all'infrastruttura informatica, affinché sia garantito un incremento dei livelli di qualità del servizio, nonché una più rapida risposta nell'erogazione degli incentivi.

3. Nelle more dell'adozione degli atti e dei provvedimenti di cui al comma 1 del presente articolo, il GSE continua a erogare gli incentivi nel settore elettrico secondo la disciplina previgente.

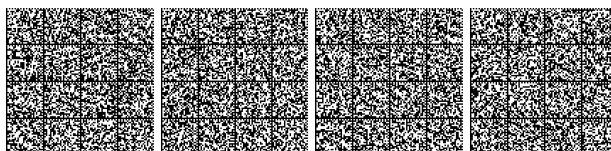
ART. 37
(Ottimizzazione interconnessioni alla rete gas)

1. Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, recante "Regolamento, di cui all'articolo 16, comma 1 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, per la redazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 134 del 10 giugno 2013, è integrato per quanto riguarda le produzioni stimate relative agli impianti di biometano. Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ARERA definisce i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni di detti impianti di biometano sulla rete del gas compresa le reti di distribuzione.

2. L'ARERA semplifica e aggiorna le proprie disposizioni inerenti le modalità e le condizioni per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas, includendo anche altre tipologie di gas rinnovabili ivi compreso l'idrogeno, anche in miscela.

ART. 38
(Semplificazioni per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori)

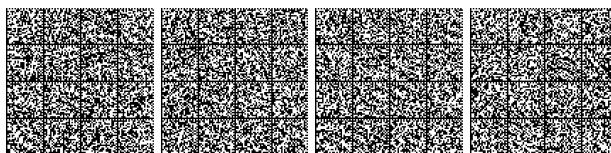
1. La realizzazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno è autorizzata secondo le procedure seguenti:

a) la realizzazione di elettrolizzatori con potenza inferiore o uguale alla soglia di 10 MW, ovunque ubicati anche qualora connessi a impianti alimentati da fonti rinnovabili esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione, costituisce attività in edilizia libera e non richiede il rilascio di uno specifico titolo abilitativo, fatta salva l'acquisizione degli atti di assenso, dei pareri, delle autorizzazioni o nulla osta da parte degli enti territorialmente competenti in materia paesaggistica, ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi e del nulla osta alla connessione da parte del gestore della rete elettrica ovvero del gestore della rete del gas naturale;
b) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse ubicati all'interno di aree industriali ovvero di aree ove sono situati impianti industriali anche per la produzione di energia da fonti rinnovabili, ancorché non più operativi o in corso di dismissione, la cui realizzazione non comporti occupazione in estensione delle aree stesse, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente e che non richiedano una variante agli strumenti urbanistici adottati, sono autorizzati mediante la procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
c) gli elettrolizzatori stand-alone e le infrastrutture connesse non ricadenti nelle tipologie di cui alle lettere a) e b) sono autorizzati tramite un'autorizzazione unica rilasciata:

1) dal Ministero della transizione ecologica tramite il procedimento unico ambientale di cui all'articolo 27 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152, qualora tali progetti siano sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza statale sulla base delle soglie individuate dall'Allegato II alla parte seconda del medesimo decreto legislativo;

2) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui al numero 1);

d) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono autorizzati nell'ambito dell'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, rilasciata:

1) dal Ministero della transizione ecologica qualora funzionali a impianti di potenza superiore ai 300 MW termici o ad impianti di produzione di energia elettrica *off-shore*;

2) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui al punto 1).

TITOLO V
ENERGIA RINNOVABILE NEI TRASPORTI E CRITERI DI SOSTENIBILITA' PER BIOCARBURANTI, BIOLIQUIDI E COMBUSTIBILI DA BIOMASSA

CAPO I

Energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti

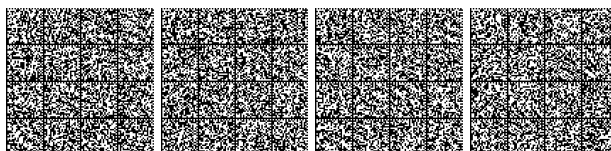
ART. 39
(Utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti)

1. Al fine di promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, conformemente alla traiettoria indicata nel PNIEC, i singoli fornitori di benzina, diesel e metano sono obbligati a conseguire entro il 2030 una quota almeno pari al 16 per cento di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento e calcolata sulla base del contenuto energetico. La predetta quota è calcolata, tenendo conto delle disposizioni specifiche dei successivi commi, come rapporto percentuale fra le seguenti grandezze:

a) al denominatore: benzina, diesel, metano, biocarburanti e biometano ovvero biogas per trasporti immessi in consumo per il trasporto stradale e ferroviario;
b) al numeratore: biocarburanti e biometano ovvero biogas per trasporti, carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica, anche quando utilizzati come prodotti intermedi per la produzione di carburanti convenzionali, e carburanti da carbonio riciclato, tutti considerati indipendentemente dal settore di trasporto in cui sono immessi.

2. Per il calcolo del numeratore e del denominatore sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti per il trasporto di cui all'Allegato V del presente decreto. Per i carburanti non inclusi in tale Allegato V si applicano le pertinenti norme ESO per calcolare il potere calorifico dei carburanti o, laddove non siano state adottate pertinenti norme ESO, le norme ISO.

3. La quota di cui al comma 1 è raggiunta nel rispetto dei seguenti vincoli:

a) la quota di biocarburanti avanzati e biometano ovvero biogas avanzati è pari almeno al 2,5 per cento dal 2022 e almeno all'8 per cento nel 2030;
b) il contributo dei biocarburanti e del biometano ovvero del biogas prodotti a partire da materie prime elencate nell'Allegato VIII, parte B, non può superare la quota del 2,5 per cento del contenuto energetico dei carburanti per il trasporto senza tener conto del fattore moltiplicativo di cui al comma 6, lettera a);
c) è rispettato quanto previsto all'articolo 40;
d) a partire dal 2023, la quota di biocarburanti miscelati alla benzina è almeno pari allo 0,5 per cento e a partire dal 2025 è almeno pari al 3 per cento sul totale della benzina immessa in consumo.

4. Fatto salvo quanto disciplinato dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 30 dicembre 2020, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, del 5 gennaio 2021, n. 3, e dall'articolo 21, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, gli obiettivi di cui ai commi 1 e 3 sono raggiunti, tramite il ricorso a un sistema di certificati di immissione in consumo, nel rispetto di obblighi annuali, nonché secondo le condizioni, i criteri e le modalità di attuazione disciplinati con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, da emanarsi entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Con i medesimi decreti si provvede all'eventuale aggiornamento degli obiettivi di cui ai commi 1 e 3, nonché all'eventuale integrazione degli elenchi di cui al comma 1 lettere a) e b), tenuto conto di quanto disposto dall'articolo 11, comma 2, e in attuazione dell'articolo 14, comma 1, lettera b).

5. Ai fini di cui al comma 1, sono considerati nel numeratore di cui al comma 1, lettera b), soltanto i carburanti o i biocarburanti che rispettano le seguenti condizioni:

a) i biocarburanti e il biometano ovvero il biogas per il trasporto ottemperano ai criteri di cui all'articolo 42;
b) i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto che presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno al 70 per cento, calcolata con la metodologia stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001. Fino all'adozione degli atti delegati tali carburanti sono in ogni caso conteggiati secondo quanto previsto al comma 6;
c) i carburanti derivanti da carbonio riciclato presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno alla soglia indicata con atto delegato della Commissione di cui all'articolo 25, paragrafo 2 della direttiva (UE) 2018/2001 e calcolata con la metodologia stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001. Fino all'adozione degli atti delegati tali carburanti non sono conteggiati.

6. Ai fini di cui al comma 1, per i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, prodotti utilizzando energia elettrica, la quota rinnovabile è conteggiata qualora l'energia elettrica sia ottenuta da un collegamento diretto a uno o più impianti a fonti rinnovabili; in tal caso la quota rinnovabile conteggiabile è pari all'intero a condizione che detti impianti:

1. siano entrati in funzione contestualmente o successivamente all'impianto che produce i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto; e
2. non siano collegati alla rete ovvero siano collegati alla rete ma si possa dimostrare che l'energia elettrica in questione è stata fornita senza prelevare energia elettrica dalla rete.

7. Ai fini di cui al comma 1, si applicano i seguenti fattori moltiplicativi:

a) il contributo dei biocarburanti e del biometano ovvero del biogas per il trasporto prodotti dalle materie prime elencate nell' Allegato VIII è pari al doppio del loro contenuto energetico, tenuto conto di quanto previsto dal comma 12;

b) ad eccezione dei combustibili prodotti a partire da colture alimentari e foraggere, il contributo dei carburanti forniti nel settore dell'aviazione e del trasporto marittimo è pari a 1,2 volte il loro contenuto energetico.

8. Fermo restando quanto previsto ai commi da 1 a 7 del presente articolo e dall'Allegato I, ai fini del calcolo dell'obiettivo complessivo di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti

previsto dal PNIEC, l'elettricità fornita nel trasporto stradale e ferroviario è conteggiata nel rispetto dei criteri di cui al comma 9 e delle modalità di cui al comma 10.

9. La quota di energia elettrica rinnovabile rispetto all'energia elettrica complessiva fornita ai veicoli stradali e ferroviari è conteggiata come segue:

a) qualora l'energia elettrica sia prelevata dalla rete, la quota rinnovabile conteggiabile è pari alla quota annuale totale di energia elettrica da fonti rinnovabili sui consumi totali nazionali due anni prima dell'anno in questione;
b) qualora sia ottenuta da un collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica rinnovabile è conteggiata interamente come rinnovabile.

10. Il contributo dell'energia elettrica da fonte rinnovabile rispetto all'energia elettrica complessiva è pari a:

a) 4 volte il suo contenuto energetico se fornita a veicoli stradali;
b) 1,5 volte il suo contenuto energetico se fornita al trasporto ferroviario.

11. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Comitato tecnico consultivo di cui all'articolo 33, comma 5-*sexies* del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, opera presso il Ministero della transizione ecologica nella composizione e con le competenze di cui al medesimo comma 5-*sexies*, ivi incluse quelle in materia di combustibili e carburanti da biomassa, bioliquidi e carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica, come definiti dall'articolo 2. I componenti del comitato di cui al primo periodo sono nominati dal Ministro della transizione ecologica.

12. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'articolo 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ad eccezione del comma 5-*sexies,* è abrogato.

ART. 40

(Norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere)

1. Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e dell'articolo 39, comma 1:

a) la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa consumati nei trasporti, quando prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, non deve superare più di un punto percentuale la quota di tali carburanti nel consumo finale di energia nei settori stradali e ferroviario nel 2020;
b) fermo restando quanto previsto alla lettera c), la quota dei biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, tutti prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, che sono qualificati a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni con atto delegato della Commissione europea, e per i quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione verso terreni che presentano elevate scorte di carbonio, non deve superare il livello di consumo di tali carburanti registrato nel 2019. Con decreto del Ministero della transizione ecologica, da emanarsi entro centottanta giorni dall'adozione dei predetti atti delegati, viene individuata la traiettoria di decrescita lineare di tale limite fino ad azzerarsi entro il 31 dicembre 2030. Il limite non si applica con riferimento ai biocarburanti, bioliquidi e

combustibili da biomassa certificati a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni in conformità al relativo atto delegato della Commissione europea;

c) dal 2023 non è conteggiata la quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di combustibili da biomassa, prodotti a partire da olio di palma, fasci di frutti di olio di palma vuoti e acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD), salvo che gli stessi siano certificati come biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni, nel rispetto dei criteri dettati dall'articolo 4 del Regolamento delegato (UE) 2019/807 della Commissione europea.

2. Tutti i combustibili di cui alla lettera c) del comma 1 non possono beneficiare di alcuna misura di sostegno, fatta eccezione per i combustibili certificati ai sensi del medesimo comma 1, lettera c).

ART. 41
(Altre disposizioni nel settore del trasporto)

1. Con decreto del Ministero della transizione ecologica, emanato, entro centottanta giorni dall'istituzione della banca dati dell'Unione europea per la tracciabilità di carburanti liquidi e gassosi per il trasporto di cui all'articolo 28, paragrafo 2, della direttiva (UE) 2018/2001, sono stabilitele modalità di partecipazione alla stessa banca dati da parte delle istituzioni nazionali e dei soggetti interessati. In particolare, sono previste adeguate forme e procedure di controllo della veridicità delle informazioni inserite nella banca dati dai soggetti privati, nonché adeguati strumenti di segnalazione delle irregolarità e dei dati non corrispondenti al vero.

2. I decreti di cui al comma 1 impongono agli operatori economici interessati di inserire in tale banca dati le informazioni sulle transazioni effettuate e sulle caratteristiche di sostenibilità di tali biocarburanti ammissibili, compresi i gas a effetto serra emessi durante il loro ciclo di vita, a partire dal loro luogo di produzione fino al fornitore di carburante che immette il carburante sul mercato. Ai fornitori di carburante è imposto l'inserimento in banca dati di tutte le informazioni necessarie per verificare il rispetto delle soglie percentuali di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 39.

3. Il Ministero della transizione ecologica, anche su indicazione del Comitato di cui all'articolo 39, comma 11 segnala alle autorità competenti di altri Stati membri dell'Unione europea eventuali comportamenti fraudolenti con riferimento al rispetto degli obblighi di cui all'articolo 39 e dei criteri di cui all'articolo 42.

CAPO II

Criteri di sostenibilità

ART. 42
(Criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa)

1. Al fine di fornire maggiore certezza nella determinazione dei flussi economici correlati ai regimi di sostegno nel settore elettrico con uno o più provvedimenti dell'ARERA, sono individuate le modalità con le quali il GSE eroga gli incentivi nel settore elettrico, prevedendo in particolare:

a) i criteri di sostenibilità di cui ai commi da 5 a 10;
b) i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui al comma 11;
c) i criteri di efficienza energetica di cui ai commi 13 e 14.

2. I criteri di cui al comma 1, lettere a), b), c) non si applicano con riferimento ad impianti di produzione di energia elettrica, di riscaldamento e di raffrescamento o di carburanti:

a) di potenza termica nominale totale inferiore a 20 MW che impiegano combustibili solidi da biomassa;
b) di potenza termica nominale totale inferiore a 2 MW che impiegano combustibili gassosi da biomassa.

3. In ogni caso, l'accesso a nuovi regimi di sostegno da parte degli impianti di cui al comma 2, lettere a) e b) è condizionato al rispetto di criteri tecnici che assicurano una riduzione delle emissioni comparabile a quella prevista dal comma 12. Tali criteri sono stabiliti dai decreti istitutivi dei meccanismi di incentivazione.

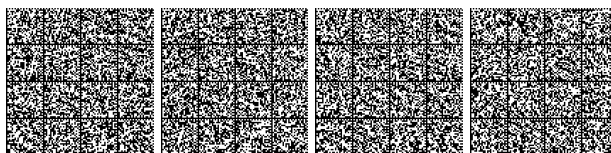
4. I criteri di cui al comma 1, lettere a) e c) non si applicano con riferimento a:

a) biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui diversi dai residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura;
b) rifiuti e residui che sono stati trasformati in un prodotto prima di essere trattati per ottenere biocarburante, bioliquido o combustibile da biomassa.

5. I criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui alla lettera b) del comma 1 non si applicano con riferimento all'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento prodotti a partire da rifiuti solidi urbani.

6. Nel caso di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui provenienti da terreni agricoli, gli operatori economici che li producono dispongono di piani di monitoraggio o di gestione dell'impatto sulla qualità del suolo e sul carbonio nel suolo, redatti in base a linee guida adottate con decreto non regolamentare del Ministero della transizione ecologica entro novanta giorni dalla data di pubblicazione del presente decreto, su proposta dell' Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (di seguito: ISPRA). Le informazioni relative al rispetto di tali piani di monitoraggio e di gestione sono comunicate a ISPRA.

7. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità, ossia terreni che nel gennaio 2008, ovvero successivamente, si trovavano in una delle situazioni di seguito indicate, indipendentemente dal fatto che abbiano o meno conservato dette situazioni:

a) foreste primarie e altri terreni boschivi, vale a dire foreste e altri terreni boschivi di specie native, ove non vi sia alcun segno chiaramente visibile di attività umana e nei quali i processi ecologici non siano stati perturbati in modo significativo;
b) foreste a elevata biodiversità e altri terreni boschivi ricchi di specie e non degradati o la cui elevata biodiversità sia stata riconosciuta dall'autorità competente del Paese in cui le materie

prime sono state coltivate, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime non ha interferito con quelle finalità di protezione della natura;

c) aree designate, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime e le normali attività di gestione non hanno interferito con la finalità di protezione della natura:
   1) per scopi di protezione della natura a norma delle leggi o dall'autorità competente del Paese in cui le materie prime sono state coltivate; nel caso di materie prime coltivate in Italia, si tratta delle aree protette individuate ai sensi della legge 6 dicembre 1991, n. 394, delle aree marine protette di cui alla legge del 31 dicembre 1982, n. 979, e dei siti della rete Natura 2000, di cui al decreto del Presidente della Repubblica dell'8 settembre 1997, n. 357;
   2) per la protezione di ecosistemi o specie rari, minacciati o in pericolo di estinzione riconosciuti da accordi internazionali o inclusi in elenchi compilati da organizzazioni intergovernative o dall'Unione internazionale per la conservazione della natura, previo il loro riconoscimento da parte della Commissione europea;

d) fermi restando eventuali nuovi criteri adottati dalla Commissione europea, terreni erbosi naturali ad elevata biodiversità aventi un'estensione superiore a un ettaro, ossia:
   1) terreni erbosi che rimarrebbero tali in assenza di interventi umani e che mantengono la composizione naturale delle specie nonché le caratteristiche e i processi ecologici; o
   2) terreni erbosi non naturali, ossia terreni erbosi che cesserebbero di essere tali in assenza di interventi umani e che sono ricchi di specie e non degradati e la cui elevata biodiversità è stata riconosciuta dall'autorità competente del paese in cui la materia prima è stata coltivata a meno che non sia dimostrato che il raccolto delle materie prime è necessario per preservarne lo status di terreni erbosi ad elevata biodiversità.

8. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano elevate scorte di carbonio, ossia terreni che nel gennaio 2008 possedevano uno degli status seguenti, nel frattempo persi:

a) zone umide, ossia terreni coperti o saturi di acqua in modo permanente o per una parte significativa dell'anno;
b) zone boschive continue, ossia terreni aventi un'estensione superiore ad un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta superiore al 30 per cento o di alberi che possono raggiungere tali soglie *in situ*;
c) terreni aventi un'estensione superiore a un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta compresa tra il 10 per cento e il 30 per cento o di alberi che possono raggiungere queste soglie in situ, a meno che non siano fornite prove del fatto che le scorte stock di carbonio della superficie in questione prima e dopo la conversione sono tali che, quando è applicata la metodologia di cui all'Allegato VI, parte C, sono soddisfatte le condizioni di cui al comma 12.

9. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che erano torbiere nel gennaio 2008, a meno che non siano fornite prove del fatto che la coltivazione e la raccolta di tali materie prime non comportano drenaggio di terreno precedentemente non drenato.

10. A decorrere dall'adozione di appositi atti di esecuzione della Commissione europea, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale devono

soddisfare i seguenti criteri, per ridurre al minimo il rischio di utilizzare biomassa forestale derivante da una produzione non sostenibile:

a) il Paese in cui è stata raccolta la biomassa forestale ha introdotto e attua leggi nazionali o locali applicabili nell'ambito della raccolta, ovvero sistemi di monitoraggio e di applicazione che garantiscono:

1) la legalità delle operazioni di raccolta;
2) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di raccolta;
3) la protezione delle aree designate, ai sensi di leggi internazionali o nazionali o dall'autorità competente, per scopi di protezione della natura, comprese le zone umide e le torbiere;
4) la realizzazione della raccolta tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità con l'obiettivo di ridurre al minimo gli impatti negativi; e
5) che la raccolta mantenga o migliori la capacità produttiva a lungo termine delle foreste;

b) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a), sono attuati sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale che garantiscono le stesse condizioni elencate alla lettera a).

11. A decorrere dall'adozione di appositi atti di esecuzione della Commissione europea, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale devono rispettare i seguenti criteri relativi alla destinazione dei suoli, al cambiamento della destinazione dei suoli e alla silvicoltura (*land-use, land-use change and forestry* – LULUCF):

a) il paese o l'organizzazione regionale di integrazione economica in cui ha avuto origine la biomassa forestale è parte dell'accordo di Parigi del 12 dicembre 2015 e
   1) ha presentato, nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, un contributo determinato a livello nazionale (*nationally determined contribution* –NDC) , relativo alle emissioni e agli assorbimenti risultanti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dall'uso del suolo, che garantisce che le variazioni di scorte di carbonio associate alla raccolta della biomassa sono contabilizzate in vista dell'impegno del paese di ridurre o limitare le emissioni di gas serra, come specificato nell'NDC; oppure
   2) dispone di leggi nazionali o subnazionali, in conformità dell'articolo 5 dell'accordo di Parigi del 12 dicembre 2015, applicabili alla zona di raccolta, per conservare e migliorare le scorte e i pozzi di assorbimento di carbonio, che forniscono le prove che le emissioni registrate relativamente al settore LULUCF non superano gli assorbimenti;
b) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a) devono essere in vigore sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale per garantire che i livelli di scorte e di pozzi di assorbimento di carbonio nella foresta siano mantenuti o rafforzati a lungo termine.

12. L'uso di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa assicura una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, calcolata in conformità all'articolo 44, pari almeno:

a) al 50 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in esercizio al 5 ottobre 2015 o prima di tale data;
b) al 60 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti entrati esercizio dal 6 ottobre 2015 al 31 dicembre 2020;

c) al 65 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021;
d) al 70 per cento per l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2025 e all'80 per cento per gli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2026.

13. Ai fini di cui al comma 12 del presente articolo, un impianto è considerato in esercizio quando sono state avviate la produzione fisica dei biocarburanti, del biometano ovvero dei biogas consumati nel settore del trasporto e dei bioliquidi e la produzione fisica del riscaldamento e del raffrescamento e dell'energia elettrica da combustibili da biomassa.

14. Gli impianti di produzione di energia elettrica da combustibili da biomassa che sono entrati in esercizio o che sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021 concorrono al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, solo se rispettano i seguenti requisiti, la soddisfazione dei quali non costituisce condizione per accedere a eventuali regimi di sostegno approvati entro il 25 dicembre 2021:

a) l'energia elettrica è prodotta in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 50 MW;
b) l'energia elettrica è prodotta da impianti con una potenza termica nominale totale da 50 a 100 MW che applicano una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento, oppure è prodotta da impianti per la produzione di sola energia elettrica che sono conformi ai livelli netti di efficienza energetica associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL) così come definiti nella decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione;
c) l'energia elettrica è prodotta da impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 100 MW applicando una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento o da impianti che producono solo energia elettrica e che raggiungono un'efficienza energetica netta almeno pari al 36%;
d) l'energia elettrica è prodotta applicando la cattura e lo stoccaggio del CO2 da biomassa.

15. Fermo restando quanto previsto al comma 14, gli impianti per la produzione di sola energia elettrica che sono entrati in esercizio o che sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021 sono presi in considerazione ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 solo se dalla valutazione effettuata ai sensi dell'articolo 10, comma 7, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, emerge che non utilizzano combustibili fossili quale combustibile principale e non vi è un potenziale economicamente vantaggioso nell'applicare la tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento.

16. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto è aggiornato il decreto ministeriale 14 novembre 2019. Nelle more dell'aggiornamento continua ad applicarsi il predetto decreto, limitatamente alle disposizioni non contrastanti con il presente decreto.

17. Le disposizioni del presente articolo, laddove applicabili, derogano alle previsioni di cui agli articoli 7-*ter* e 7-*quinquies* del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66.

18. L'articolo 38 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 è abrogato dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

ART. 43

(Verifica della conformità con i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra)

1. Per garantire il rispetto di quanto previsto agli articoli 39 e 42, è certificata ogni partita di biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa, carburanti liquidi o gassosi di origine non biologica, carburanti derivanti da carbonio riciclato. A tal fine, tutti gli operatori economici appartenenti alla filiera di produzione aderiscono al Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità ovvero a un sistema volontario di certificazione.

2. Il Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità garantisce:

a) che tutti gli operatori economici appartenenti alla filiera di produzione forniscano le informazioni che concorrono alla dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità e del criterio delle riduzioni delle emissioni, nonché tutte le informazioni previste dal decreto che disciplina il Sistema nazionale di certificazione di cui all'articolo 42, comma 15;
b) un livello adeguato di verifica indipendente da parte terza delle informazioni presentate per:
   1) accertare che i sistemi utilizzati dagli operatori economici siano precisi, affidabili e a prova di frode, valutando anche la frequenza e il metodo di campionamento usati e la solidità dei dati;
   2) verificare che i materiali non siano stati intenzionalmente modificati o scartati in modo che la partita o parte di essa potesse diventare un rifiuto o residuo.

3. Nel caso delle biomasse forestali, relativamente alla dimostrazione di quanto richiesto all'articolo 42, commi 9, lettera a), e 10, lettera a), il livello di verifica indipendente da parte terza deve essere garantito a partire dal primo punto di raccolta delle stesse.

4. Al fine di dimostrare che i criteri di cui al comma 1 lettere a) e b) dell'articolo 42 siano mantenuti lungo tutta la catena di consegna dei combustibili di cui al comma 1, dalla materia prima al prodotto finito, gli operatori economici e i fornitori utilizzano un sistema di equilibrio di massa che:

a) consenta che partite di materie prime, di prodotti intermedi, di prodotti finiti con caratteristiche diverse in termini di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra siano mescolate, all'interno di un unico luogo geografico precisamente delimitato, come un serbatoio, un'infrastruttura, un sito di trasmissione e distribuzione o un impianto logistico o di trattamento, la cui responsabilità o gestione sia riferibile ad un unico soggetto; nel caso in cui non si verifichi la miscelazione fisica tra due o più partite, la miscelazione è comunque ammissibile purché le partite in questione siano miscelabili da un punto di vista chimico-fisico;
b) imponga che le informazioni sulle caratteristiche di sostenibilità, sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e sul volume delle partite di cui alla lettera a) restino associate alla miscela;
c) preveda che la somma di tutte le partite prelevate dalla miscela sia descritta come avente le stesse caratteristiche di sostenibilità, nelle stesse quantità, della somma di tutte le partite aggiunte alla miscela in un arco di tempo predefinito;
d) includa informazioni in merito al tipo di sostegno eventualmente erogato per la produzione della partita;
e) consenta che partite di materie prime aventi un diverso contenuto energetico siano mescolate a fini di ulteriore trattamento, a condizione che il volume delle partite sia adeguato in base al loro contenuto energetico.

5. Se una partita è trasformata, le informazioni sulle caratteristiche di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra della partita sono adeguate e riferite al prodotto finale conformemente alle regole seguenti:

a) quando dal trattamento di una partita di materie prime si ottiene un unico prodotto destinato alla produzione dei combustibili di cui al comma 1, il volume della partita e le relative quantità in termini di sostenibilità e di riduzione di emissioni di gas a effetto serra sono adeguati applicando un fattore di conversione pari al rapporto tra la massa del prodotto destinato a tale produzione e la massa delle materie prime che entrano nel processo;
b) quando dal trattamento di una partita di materie prime si ottengono più prodotti destinati alla produzione dei combustibili di cui al comma 1, per ciascun prodotto è applicato un distinto fattore di conversione e utilizzato un distinto bilancio di massa.

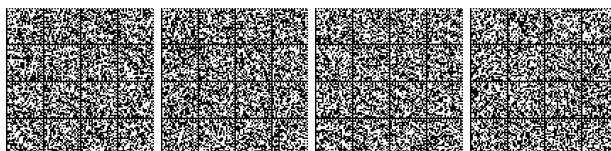
6. Il Ministero della transizione ecologica, anche avvalendosi del Comitato di cui all'articolo 39, comma 10, controlla il funzionamento degli organismi di certificazione che effettuano verifiche indipendenti nell'ambito di un sistema volontario. Gli organismi di certificazione trasmettono, su richiesta del Ministero della transizione ecologica, tutte le informazioni pertinenti necessarie per controllare il funzionamento, compresa la data esatta, l'ora e il luogo dei controlli. Qualora siano accertati casi di mancata conformità, il Ministero della transizione ecologica informa senza ritardo il sistema volontario.

7. Ai fini del riconoscimento delle maggiorazioni del contributo energetico previste all'articolo 39, comma 6, gli operatori economici forniscono le informazioni che concorrono alla dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità e di risparmio delle emissioni di gas a effetto serra, rispettando i seguenti criteri:

a) aderiscono al Sistema nazionale di certificazione di cui al comma 1;
b) nel processo di produzione del biocarburante che matura il riconoscimento alla maggiorazione, le materie prime e il biocarburante al termine del processo produttivo devono essere effettivamente impiegati come carburanti;
c) non è ammessa la miscelazione tra materie prime finalizzate alla produzione di biocarburanti che possono beneficiare della maggiorazione con materie prime finalizzate alla produzione di biocarburanti che non possono beneficiare di tale maggiorazione in tutte le fasi della filiera di produzione di biocarburanti precedenti al perimetro individuato dal processo di trasformazione finale di tali materie in biocarburanti.

8. Le informazioni sull'origine geografica e sul tipo di materie prime dei biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa per fornitore di combustibile sono pubblicate sul sito web del GSE su base annuale.

9. Le certificazioni di cui al comma 1 primo periodo, rilasciate prima della data di entrata in vigore del presente decreto, restano valide purché le partite a cui si riferiscono vengano immesse in consumo o utilizzate entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Le certificazioni di cui al comma 1 primo periodo, rilasciate prima dell'entrata in vigore del presente decreto e successivamente all'entrata in vigore della direttiva (UE) 2001/2018 che utilizzano i parametri ivi contemplati, restano valide senza la predetta limitazione temporale.

10. L'articolo 39 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

ART. 44

(Calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa)

1. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa ai fini dell'articolo 42, comma 11, è calcolata in uno dei modi seguenti:

a) se l'Allegato VI, parte A o B, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e l'Allegato VII, parte A per i combustibili da biomassa, fissano un valore standard per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra associate alla filiera di produzione e se il valore per questi biocarburanti o bioliquidi calcolato secondo l'Allegato VI, parte C, punto 7, e per i combustibili da biomassa calcolato secondo l'Allegato VII, parte B, punto 7, è uguale o inferiore a zero, si utilizza detto valore standard;
b) si utilizza il valore reale calcolato secondo la metodologia definita nell'Allegato VI, parte C, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e nell'Allegato VII, parte B per i combustibili da biomassa;
c) si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'Allegato VI, parte C, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'Allegato VI, parte D o E, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'Allegato VI, parte C, sono utilizzati per tutti gli altri fattori;
d) si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'Allegato VII, parte B, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'Allegato VII, parte C, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'Allegato VII, parte B, sono utilizzati per tutti gli altri fattori.

2. Il Ministero della transizione ecologica può presentare alla Commissione europea una o più relazioni comprendenti informazioni sulle emissioni tipiche di gas a effetto serra derivanti dalla coltivazione delle materie prime agricole delle zone nel loro territorio classificate al livello 2 della nomenclatura delle unità territoriali per la statistica (NUTS) o a un livello NUTS più disaggregato conformemente al regolamento (CE) n. 1059/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 maggio 2003. Tali relazioni sono corredate dalla descrizione del metodo e dei dati utilizzati per calcolare il livello di emissioni che prenda in considerazione le caratteristiche del suolo, il clima e il rendimento atteso delle materie prime. I valori delle emissioni di gas a effetto serra così calcolati per ciascuna area NUTS e derivanti dalla coltivazione di materie prime agricole possono essere utilizzati in alternativa a quelli di cui al comma 1, purché siano approvati dalla Commissione europea mediante atti di esecuzione.

CAPO III

Disposizioni in materia di mobilità elettrica

ART.45

(Semplificazioni in materia di autorizzazione delle infrastrutture di ricarica)

1. Al fine di promuovere l'installazione di punti di ricarica dei veicoli elettrici, favorendo la semplificazione delle procedure autorizzative, all'articolo 57 del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il comma 1 è sostituito dal seguente:

“1. Ai fini del presente articolo, per infrastruttura di ricarica di veicoli elettrici si intende quella di cui all’articolo 2, comma 1, lettera e-ter), del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.”;

b) il comma 3 è sostituito dal seguente:

“3. La realizzazione di infrastrutture di ricarica è effettuata secondo le modalità di cui al comma 14-*bis*, fermo restando il rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza, la conformità alle disposizioni del codice della strada di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, e del relativo regolamento di esecuzione e di attuazione di cui al decreto del Presidente della Repubblica 16 dicembre 1992, n. 495, in relazione al dimensionamento degli stalli di sosta ed alla segnaletica orizzontale e verticale. Resta fermo, in ogni caso, il rispetto delle norme per la realizzazione degli impianti elettrici, con particolare riferimento all'obbligo di dichiarazione di conformità e di progetto elettrico, ove necessario, in base alle leggi vigenti.”;

c) i commi 6, 7 e 8 sono sostituiti dai seguenti:

“6. I soggetti che acquistano o posseggono un veicolo elettrico, anche tramite meccanismi di noleggio a lungo termine, possono inserirne i dati sulla Piattaforma Unica Nazionale di cui all’articolo 4, comma 7-*bis* del decreto-legge 18 aprile 2019, n. 32, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 giugno 2019, n. 55, ai fini della richiesta di cui al comma 7, con particolare riguardo alla zona e all’indirizzo di residenza e di parcheggio abituale e all’eventuale disponibilità, in tali ambiti, di punti ricarica su suolo privato.

7. Con propri provvedimenti, adottati in conformità ai rispettivi ordinamenti, i comuni disciplinano la programmazione dell'installazione, della realizzazione e della gestione delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, tenendo conto delle richieste di cui al comma 6. In tale ambito, i comuni o aggregazione di comuni, possono prevedere, ove tecnicamente possibile, l'installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei veicoli elettrici immatricolati in relazione ai quali non risultino presenti punti di ricarica disponibili nella zona indicata con la comunicazione di cui al comma 6 e nel caso in cui il proprietario abbia dichiarato di non disporre di accesso a punti di ricarica in ambito privato. Per le finalità programmatorie di cui al primo periodo, i comuni accedono alle informazioni presenti sulla Piattaforma unica nazionale, ivi inclusi i dati di cui all’articolo 35, comma 1, lettera c).

8. Per le finalità di cui al comma 7, i comuni possono consentire, anche a titolo non oneroso, la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica a soggetti pubblici e privati, anche prevedendo una eventuale suddivisione in lotti, da assegnare mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie. Resta fermo che un soggetto pubblico o privato può comunque richiedere al comune con le modalità di cui al comma 3-bis l'autorizzazione per la realizzazione e l'eventuale gestione delle infrastrutture di ricarica, anche solo per una strada o un'area o un insieme di esse.”;

d) al comma 9 le parole “canone di occupazione di suolo pubblico e della tassa per l'occupazione di spazi e aree pubbliche” sono sostituite, ovunque ricorrano, dalle seguenti: “canone di cui all’articolo 1, comma 816, della legge 27 dicembre 2019 n. 160”;

e) il comma 12 è sostituito dal seguente:

“12. L’ARERA, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, definisce misure tariffarie applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, tenuto conto dell’obbligo di cui al comma 12-*ter*, nonché al fine di favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche e definendo, ove necessario, le modalità di misura dell’energia elettrica destinata alla ricarica.”;

f) dopo il comma 12, sono inseriti i seguenti:

“12-*bis*. Qualora le misure tariffarie di cui al comma 12 includano interventi che comportano uno sconto sulle componenti tariffarie da applicare a copertura degli oneri generali di sistema applicabili all’energia destinata alla ricarica, tali interventi sono efficaci qualora compatibili con la disciplina comunitaria in materia di aiuti di stato e hanno natura transitoria per il periodo strettamente necessario alla diffusione dei veicoli elettrici, definito con decreto del Ministero della transizione ecologica, sentita l’ARERA; con il medesimo decreto sono altresì valutate le eventuali modalità di copertura in caso di ammanco di gettito di oneri generali.

12-*ter*. Gli operatori dei punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, di cui all’articolo 4 comma 9 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, che scelgono di avvalersi delle misure tariffarie di cui al comma 12 del presente articolo sono tenuti a trasferire il beneficio agli utilizzatori finali del servizio di ricarica, anche nei casi in cui ciò non sia già previsto da condizioni fissate dall’ente locale competente.”.

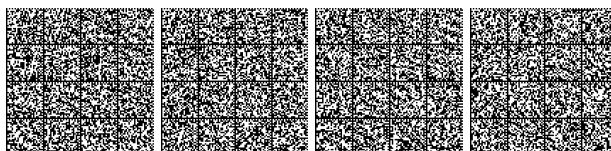
2. All’articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, dopo la lettera e) sono aggiunte le seguenti:

“e-*bis*): dispositivo di ricarica: dispositivo in grado di erogare il servizio di ricarica mediante uno o più punti di ricarica, comunemente denominato “colonnina di ricarica”, o, in ambito domestico, “*wallbox*”.

e-*ter*): infrastruttura di ricarica: insieme di strutture, opere e impianti necessari alla realizzazione di aree di sosta dotate di uno o più punti di ricarica per veicoli elettrici. In particolare, l’infrastruttura di ricarica è composta da uno o più dispositivi di ricarica e dalle relative interconnessioni elettriche.

e-*quater*): stazione di ricarica: area adibita al servizio di ricarica di veicoli elettrici composta dagli stalli di sosta, dalle relative infrastrutture di ricarica nonché dagli elementi architettonici e edilizi funzionali al servizio di ricarica. Laddove realizzata su area pubblica o aperta al pubblico, garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti; una stazione di ricarica è connessa alla rete di distribuzione di energia elettrica tramite un punto di connessione (POD) dotato di *smart meter* per la misura dell’energia elettrica complessivamente prelevata, inclusa quella eventualmente utilizzata per altri usi diversi dalla ricarica, e di quella eventualmente immessa.”.

3. Con decreto da adottarsi entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministro della transizione ecologica provvede a dare piena operatività alla Piattaforma unica nazionale, anche avvalendosi del supporto tecnico-operativo di GSE e RSE. La Piattaforma di cui al

primo periodo, per la cui realizzazione sono utilizzate le risorse di cui all'articolo 4, comma 7-bis del decreto-legge 18 aprile 2019, n. 32, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 giugno 2019, n. 55, garantisce le funzionalità necessarie all'attuazione delle disposizioni di cui al presente articolo.

TITOLO VI
INFORMAZIONE, FORMAZIONE E GARANZIE DI ORIGINE

Capo I

Informazione, formazione e garanzie d'origine

ART.46
(Garanzie di origine)

1. La garanzia di origine ha il solo scopo di dimostrare ai clienti finali la quantità di energia da fonti rinnovabili nel *mix* energetico di un fornitore di energia nonché quella fornita ai consumatori in base a contratti di energia prodotta da fonti rinnovabili.

2. Per le finalità di cui al comma 1, il GSE provvede all'emissione, alla gestione del registro, al trasferimento e all'annullamento elettronico delle garanzie di origine e assicura che le stesse siano precise, affidabili, a prova di frode e conformi alla norma CEN - EN 16325. Ogni garanzia di origine corrisponde ad una quantità standard di 1 MWh prodotto da fonti rinnovabili e indica almeno:

a) se riguarda:
   1) l'energia elettrica;
   2) il gas, incluso il biometano;
   3) l'idrogeno;
   4) i prodotti usati per il riscaldamento o il raffrescamento;
b) la fonte energetica utilizzata per produrre l'energia;
c) la data di inizio e di fine della produzione;
d) la denominazione, l'ubicazione, il tipo e la potenza dell'impianto di produzione;
e) se l'impianto ha beneficiato di regimi di sostegno all'investimento e se l'unità energetica ha beneficiato di regimi di sostegno;
f) la data di entrata in esercizio dell'impianto;
g) la data di rilascio.

3. Per le garanzie d'origine provenienti da impianti di potenza inferiore a 50 kW possono essere indicate informazioni semplificate. Le garanzie di origine contengono altresì l'informazione rispetto all'impiego della produzione di energia da fonti rinnovabili e, più in particolare, se la stessa è immessa in una rete, ivi incluse le reti di teleriscaldamento, o se contestualmente autoconsumata.

4. Per ogni unità di energia prodotta non può essere rilasciata più di una garanzia di origine e la stessa unità di energia da fonti rinnovabili è tenuta in considerazione una sola volta. Le garanzie di origine sono valide per dodici mesi dalla produzione della relativa unità energetica e, se non annullate, scadono al più tardi decorsi diciotto mesi. In tal caso, le garanzie di origine scadute sono conteggiate nell'ambito della determinazione del *mix* energetico residuale nazionale.

5. La garanzia di origine è rilasciata al produttore di energia da fonti rinnovabili, ad eccezione dei casi in cui tale produttore riceve un sostegno economico nell'ambito di un meccanismo di

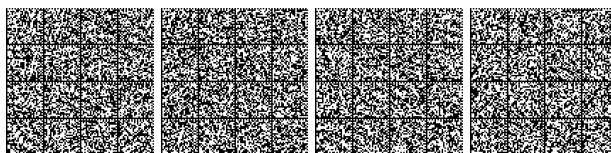
incentivazione che non tiene conto del valore di mercato della garanzia di origine. In ogni caso la garanzia di origine è riconosciuta al produttore quando:

a) il sostegno economico è concesso mediante una procedura di gara o un sistema di titoli negoziabili; o
b) il valore di mercato delle garanzie di origine è preso in considerazione nella determinazione del livello di sostegno economico nell'ambito dei meccanismi di incentivazione.

6. In attuazione del principio di cui al comma 5:

a) nei casi in cui il produttore riceva un sostegno economico nell'ambito di un meccanismo di incentivazione che prevede il ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE e, conseguentemente, che l'energia elettrica prodotta non sia più nella disponibilità del medesimo produttore, le garanzie di origine sono emesse e contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e vengono considerate nella disponibilità di quest'ultimo che provvede ad assegnarle mediante procedure concorrenziali;
b) in relazione alle disposizioni relative all'integrazione della produzione di biometano nella rete del gas in attuazione delle misure previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, il GSE rilascia le garanzie di origine al produttore, ovvero le valorizza per suo conto nel caso in cui il produttore opti per il ritiro onnicomprensivo del biometano immesso in rete;
c) con riferimento, agli impianti di produzione di biometano incentivati ai sensi decreto del Ministero dello sviluppo economico 2 marzo 2018, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, del 19 marzo 2018, n. 65, le garanzie di origine sono emesse al produttore e contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e vengono considerate nella disponibilità di quest'ultimo che provvede ad assegnarle mediante procedure concorrenziali definite in analogia alle disposizioni vigenti per il settore elettrico;
d) in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento o il raffrescamento il GSE rilascia le garanzie di origine al produttore in coerenza con le disposizioni di cui comma 5, anche in relazione alla produzione da fonti rinnovabili realizzata da interventi che beneficiano dei certificati bianchi. Per gli impianti riconosciuti come operanti in cogenerazione ad alto rendimento che beneficiano del riconoscimento dei premi stabiliti all'articolo 8, comma 8, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012, recante "Attuazione dell'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 159 del 10 luglio 2012, le garanzie di origine sono emesse al produttore e contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e vengono considerate nella disponibilità di quest'ultimo che provvede ad assegnarle mediante procedure concorrenziali definite in analogia alle disposizioni vigenti per il settore elettrico. Nell'ambito del provvedimento di cui all'articolo 10 possono essere stabilite dimensioni di impianto e condizioni per il rilascio della garanzia di origine al produttore.

7. I produttori possono valorizzare economicamente le garanzie di origine all'interno della piattaforma di scambio organizzata e gestita dal GME di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

8. In relazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la garanzia di origine può essere rilasciata, su indicazione del produttore, direttamente all'acquirente che acquista l'energia nell'ambito di accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili di lungo termine. Se

l'acquirente coincide con un consumatore finale di energia elettrica, la garanzia di origine è immediatamente annullata a seguito del rilascio.

9. In conformità alle previsioni di cui ai precedenti commi, secondo modalità definite con decreto del Ministro della transizione ecologica, su proposta dell'ARERA, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono:

a) definite le modalità di attuazione del presente articolo e aggiornate le modalità di rilascio, riconoscimento e annullamento della garanzia di origine da fonti rinnovabili nonché le loro modalità di utilizzo da parte dei fornitori di energia nell'ambito dell'energia fornita ai consumatori in base a contratti conclusi con riferimento al consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili;
b) definite modalità per l'utilizzo dei proventi derivanti dalla vendita, da parte del GSE, delle garanzie di origine nella propria disponibilità, anche prevedendo un versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali ai fini di una riduzione delle componenti tariffarie che alimentano i rispettivi meccanismi di incentivazione;
c) definite le modalità con le quali è verificata la precisione, affidabilità o autenticità delle garanzie di origine rilasciate da altri Stati Membri, prevedendo che, in caso di rifiuto nel riconoscimento, tale rifiuto sia tempestivamente notificato alla Commissione europea.

10. A decorrere dalla data di entrata in vigore del provvedimento di cui al comma 1 è abrogato l'articolo 34 del decreto legislativo n. 28 del 2011.

ART. 47
(Sistemi di qualificazione degli installatori e soggetti abilitati all'attestazione della prestazione energetica degli edifici)

1. All'articolo 15 del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, il comma 1 è sostituito dai seguenti:

"1. La qualifica professionale per l'attività di installazione e di manutenzione straordinaria di caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, è conseguita automaticamente con il possesso dei requisiti tecnico professionali di cui, alternativamente, alle lettere a), a-bis), b), o d) dell'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, recante "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-*quaterdecies*, comma 13, lettera a), della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 61 del 12 marzo 2008.

1-*bis*. A decorrere dal 4 agosto 2013, il requisito tecnico-professionale del possesso di un titolo o attestato conseguito ai sensi della legislazione vigente in materia di formazione professionale, di cui all'articolo 4, comma 1, lettera c), del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, si intende rispettato quando il titolo o l'attestato di formazione professionale sono rilasciati nel rispetto delle modalità di cui al presente articolo e dei criteri di cui all'Allegato 4. Ai fini della presente disposizione, il previo periodo di formazione alle dirette dipendenze di una impresa del settore è individuato in due anni.".

TITOLO VII
DISPOSIZIONI FINALI

CAPO I

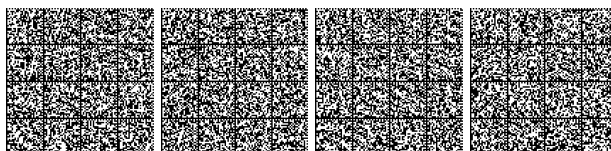
Monitoraggio, relazioni e controlli

ART.48
(Monitoraggio PNIEC, Sistema Statistico Nazionale, Relazioni)

1. Il GSE, tenuto conto delle norme stabilite in ambito SISTAN e EUROSTAT, aggiorna e integra la produzione statistica in materia di energia nell'ambito del Sistema Statistico Nazionale, perseguendo le seguenti finalità:

a) assicurare il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi, intermedi e al 2030, in materia di quote dei consumi finali lordi complessivi e settoriali coperti da fonti energetiche rinnovabili, secondo i criteri di cui al Regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008 relativo alle statistiche dell'energia, e successive modificazioni, tenendo conto anche dei trasferimenti statistici tra Stati membri;
b) assicurare il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi, intermedi e al 2030, in materia di quote dei consumi finali per riscaldamento e raffrescamento coperti da fonti energetiche rinnovabili e calore di scarto, nonché il raggiungimento complessivo degli obblighi in materia di incorporazione delle rinnovabili nei trasporti;
c) assicurare che il monitoraggio di cui alla lettera a) consenta di stimare, per ciascuna regione e provincia autonoma, i medesimi parametri di quote dei consumi energetici coperti da fonti energetiche rinnovabili, garantendone uniformità e coerenza con il dato nazionale;
d) assicurare la produzione e l'informazione statistica sui consumi finali di energia attraverso la loro disaggregazione territoriale, settoriale e funzionale, in coerenza con le linee del sistema statistico europeo, anche al fine di monitorare i fenomeni della mobilità sostenibile e della povertà energetica
e) assicurare il monitoraggio degli interventi oggetto d'obbligo di incorporazione di fonti di energia rinnovabile in edifici nuovi o ristrutturati.

2. Anche ai fini dello svolgimento delle attività di monitoraggio di cui al comma 1, le società del gruppo GSE, ISPRA e l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (di seguito anche: ENEA), individuano modalità per la condivisione delle informazioni riferibili a dati o meccanismi da essi gestiti.

3. Su proposta del GSE, il Ministero della transizione ecologica approva l'aggiornamento della metodologia statistica applicata per lo svolgimento delle attività di cui al comma 1, assicurando continuità con le analoghe metodologie approvate con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 gennaio 2012, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n. 37 del 14 febbraio 2012, e con il decreto del Ministro dello sviluppo economico e delle infrastrutture e dei

trasporti 11 maggio 2015, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n. 162 del 15 luglio 2015.

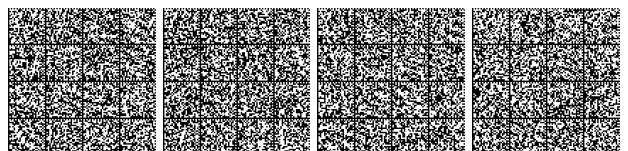
4. Il GSE aggiorna e potenzia il sistema nazionale di monitoraggio, anche attraverso interfacce informatiche, al fine di:

a) monitorare gli impianti a fonti rinnovabili realizzati sul territorio e i progetti di investimento che hanno richiesto l'autorizzazione, nonché i tempi dei procedimenti;
b) monitorare gli investimenti, le ricadute industriali, economiche, sociali, occupazionali, dello sviluppo del sistema energetico secondo una logica di progressiva decarbonizzazione;
c) rilevare i costi attuali delle tecnologie e i costi di produzione dei vettori energetici, da condividere con RSE, ENEA ed ISPRA per le rispettive attività di ricerca e scenariali;
d) valutare con continuità i costi, l'efficacia, l'efficienza delle misure di sostegno e il loro impatto sui consumatori, confrontato con quello di altri Paesi europei;
e) stimare i risultati connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica in termini di valutazione delle emissioni evitate di gas a effetto serra e fornire elementi di input per il piano di monitoraggio ambientale del PNIEC e per gli adempimenti in capo a ISPRA;
f) elaborare le informazioni necessarie per la predisposizione delle relazioni periodiche di monitoraggio, ivi incluse quelle rientranti nel campo di applicazione del regolamento (UE) 2018/1999.

5. Per le finalità di cui ai punti precedenti il GSE realizza un'unica piattaforma informatica in cui confluiscono i dati di monitoraggio di cui ai precedenti commi, nonché i dati necessari per attuare quanto disposto all'articolo 21.

6. Per il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi del PNIEC di riduzione dei consumi e di miglioramento dell'efficienza energetica dei settori industriali e terziario, l'ISTAT effettua negli anni 2023 e 2028 una rilevazione statistica campionaria dei consumi energetici finali delle diverse fonti energetiche nei settori di utilizzo industriali e terziario, in coerenza al regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008 relativo alle statistiche dell'energia, assicurandone la rappresentatività statistica a livello regionale ed utilizzando anche i dati disponibili nel Sistema Informativo Integrato in accordo con Acquirente Unico S.p.A..

7. Al fine di migliorare la qualità delle statistiche di base necessarie alla elaborazione del bilancio energetico nazionale, a partire dal 2022 ed entro il 30 aprile di ciascun anno, Acquirente Unico S.p.A., sulla base dei dati disponibili nel Sistema Informativo Integrato (SII) di cui all'articolo 1-bis del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, fornisce al Ministero della transizione ecologica i consumi annuali di energia elettrica e gas naturale relativi all'anno precedente per ciascuna tipologia di cliente e codice ATECO, nonché le informazioni rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessari. Acquirente Unico S.p.A. pubblica, sul proprio sito internet, dati aggregati di consumo di gas ed elettricità di interesse generale, nel rispetto dei principi di riservatezza statistica disciplinati dal Sistema Statistico Nazionale, con modalità e tempistiche definite in accordo con ARERA.

8. Al fine di fornire strumenti di analisi predittiva sul grado di raggiungimento prospettico degli obiettivi di cui al presente decreto legislativo, RSE elabora e aggiorna con continuità scenari tendenziali e con politiche di sviluppo del sistema energetico nazionale, coordinandone i risultati con le evidenze risultanti dall'attività svolta dal GSE ai sensi del comma 1. Gli esiti dell'attività

sono periodicamente trasmessi al Ministero della transizione ecologica e al GSE anche ai fini della redazione delle relazioni di cui al comma 4, lettera f).

9. Anche sulla base dell'attività di cui al comma 8, il GSE elabora con continuità scenari di lungo termine sul fabbisogno di incentivazione degli impianti a fonti rinnovabili, con particolare riguardo alla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico di cui all'articolo 3, comma 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, destinata al sostegno delle rinnovabili. I predetti scenari sono resi disponibili sul sito *web* del GSE e sulla piattaforma di cui al comma 5.

10. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'articolo 40 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato.

CAPO II

Disposizioni finali

ART. 49
(Disposizioni specifiche per le Regioni a statuto speciale e per le Province autonome di Trento e Bolzano)

1. Sono fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle Province autonome di Trento e di Bolzano, che provvedono alle finalità del presente decreto ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione.

ART. 50
(Disposizioni finali e clausola di invarianza finanziaria)

1. L'allegato VIII, che costituisce parte integrante del presente decreto, è modificato per il recepimento degli aggiornamenti all'allegato IX della direttiva (UE) 2018/2001 con decreto del Ministro della transizione ecologica. I restanti allegati sono aggiornati con le modalità ordinarie di cui all'articolo 36, comma 1, della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

2. Dall'attuazione delle disposizioni del presente decreto non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Le amministrazioni interessate provvedono ai relativi adempimenti nell'ambito delle risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Il presente decreto, munito del sigillo dello Stato, sarà inserito nella Raccolta ufficiale degli atti normativi della Repubblica italiana. È fatto obbligo a chiunque spetti di osservarlo e di farlo osservare.

Dato a Roma, addì 8 novembre 2021

MATTARELLA

DRAGHI, *Presidente del Consiglio dei ministri*
CINGOLANI, *Ministro della transizione ecologica*
DI MAIO, *Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale*
CARTABIA, *Ministro della giustizia*
FRANCO, *Ministro dell'economia e delle finanze*
GIORGETTI, *Ministro dello sviluppo economico*
FRANCESCHINI, *Ministro della cultura*
PATUANELLI, *Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali*
BRUNETTA, *Ministro per la pubblica amministrazione*

Visto, *Il Guardasigilli:* CARTABIA

INDICE ALLEGATI

Allegati

ALLEGATO I - Procedure di calcolo degli obiettivi

1. Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili

1. Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 1, il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili è calcolato come la somma:

a) del consumo finale lordo di elettricità da fonti energetiche rinnovabili;
b) del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento;
c) del consumo finale di energia da fonti energetiche rinnovabili nei trasporti.

per il calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, il gas, l'energia elettrica e l'idrogeno prodotti da fonti rinnovabili sono presi in considerazione una sola volta.

2. Non sono presi in considerazione i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa che non soddisfino i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, con le modalità, i limiti e le decorrenze fissate dal presente decreto.

3. Ai fini del comma 1, lettera a) del presente paragrafo, il consumo finale lordo di elettricità da fonti energetiche rinnovabili è calcolato come quantità di elettricità prodotta a livello nazionale da fonti energetiche rinnovabili, compresa l'energia elettrica prodotta da autoconsumatori di energia rinnovabile e da comunità di energia rinnovabile, al netto della produzione di energia elettrica in centrali di pompaggio con il ricorso all'acqua precedentemente pompata a monte.

4. Negli impianti multicombustibile (centrali ibride) che utilizzano fonti rinnovabili e convenzionali, si tiene conto unicamente della parte di elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del suo contenuto energetico.

5. L'elettricità da energia idraulica ed energia eolica è presa in considerazione conformemente alla formula di normalizzazione definita al paragrafo 3.

6. Ai fini del comma 1, lettera b), del presente paragrafo, il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento è calcolato come quantità di teleriscaldamento e teleraffrescamento prodotti a livello nazionale da fonti rinnovabili più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura e nella pesca per il riscaldamento, il raffreddamento e i processi di lavorazione.

7. Negli impianti multicombustibile che utilizzano fonti rinnovabili e convenzionali, si tiene conto unicamente della parte di calore e di freddo prodotta a partire da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del suo contenuto energetico.

8. Si tiene conto dell'energia dell'ambiente e geotermica utilizzata per il riscaldamento e il raffrescamento mediante pompe di calore e sistemi di teleraffrescamento ai fini del comma 1, lettera b) del presente paragrafo, a condizione che l'energia finale fornita ecceda in maniera

significativa l'apporto energetico primario necessario per far funzionare le pompe di calore. La quantità di calore o di freddo da considerare quale energia da fonti rinnovabili ai fini del presente decreto è calcolata secondo la metodologia indicata di cui al paragrafo 4 e tiene conto dell'uso di energia in tutti i settori di utilizzo finale. Tale metodologia è aggiornata per tenere conto degli atti delegati emanati dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 7, comma 3, quinto capoverso della direttiva (UE) 2018/2001.

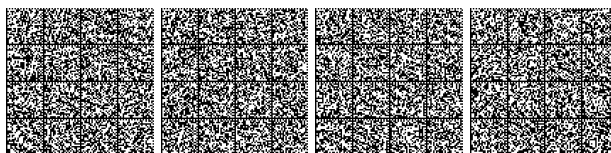
9. Ai fini del comma 1, lettera b) del presente paragrafo, non si tiene conto dell'energia termica generata da sistemi energetici passivi, che consentono di diminuire il consumo di energia in modo passivo tramite la progettazione degli edifici o il calore generato da energia prodotta da fonti non rinnovabili.

10. Ai fini del comma 1, lettera c) del presente paragrafo, si applicano i requisiti seguenti:

a) il consumo finale di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti è calcolato come la somma di tutti i biocarburanti, combustibili da biomassa e combustibili liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto utilizzati nel settore dei trasporti. Tuttavia, i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto che sono prodotti da energia elettrica rinnovabile sono presi in considerazione solo ai fini del calcolo di cui al comma 1, lettera a), per contabilizzare la quantità di energia elettrica prodotta in uno Stato membro a partire da fonti rinnovabili;
b) per il calcolo del consumo finale di energia nel settore dei trasporti sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti per il trasporto di cui all'Allegato V. Per determinare il contenuto energetico dei carburanti per il trasporto non inclusi nell'Allegato V, si applicano le pertinenti norme dell'Organizzazione europea di normazione (European Standards Organisation – ESO) per determinare il potere calorifico dei carburanti. Se non sono state adottate norme ESO a tal fine, gli Stati membri si avvalgono delle pertinenti norme dell'Organizzazione internazionale per la standardizzazione (International Organisation for Standardisation – ISO).

11. La quota di energia da fonti rinnovabili è calcolata dividendo il consumo finale lordo di energia da fonti energetiche rinnovabili per il consumo finale lordo di energia da tutte le fonti energetiche, espressa in percentuale.

12. La somma di cui al comma 1 è adeguata in considerazione dell'eventuale ricorso a trasferimenti statistici, a progetti comuni con altri Stati membri, a progetti comuni con Paesi terzi oppure a regimi di sostegno comuni.

a) In caso di trasferimento statistico o progetto comune tra Stati membri, la quantità trasferita:
    i. a uno Stato membro, è dedotta dalla quantità di energia rinnovabile presa in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3;
    ii. da uno Stato membro, è aggiunta alla quantità di energia rinnovabile presa in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3.
b) In caso di progetto comune con Paesi terzi, l'energia elettrica importata è aggiunta alla quantità di energia rinnovabile presa in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 1.
c) In caso di un regime di sostegno comune tra Stati membri, l'energia prodotta viene ridistribuita tra gli Stati membri interessati in conformità della norma di distribuzione, notificata alla Commissione entro tre mesi dalla fine del primo anno in cui prende effetto.

13. Nel calcolo del consumo finale lordo di energia nell'ambito della valutazione del conseguimento degli obiettivi e della traiettoria indicativa, la quantità di energia consumata nel settore dell'aviazione è considerata, come quota del consumo finale lordo di energia, non superiore al 6,18%.

14. La metodologia e le definizioni utilizzate per il calcolo della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili sono quelle fissate dal regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008, relativo alle statistiche dell'energia e successive modificazioni. Deve essere garantita la coerenza tra le informazioni statistiche utilizzate per il calcolo di tale quota e le informazioni statistiche trasmesse alla Commissione ai sensi di tale regolamento.

15. Ai fini del calcolo di cui al comma 1, la quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di carburanti da biomassa consumati nei trasporti, se prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, non supera più di un punto percentuale la quota di tali carburanti nel consumo finale lordo di energia nei settori del trasporto stradale e ferroviario del 2020, con un valore massimo del 7 %.

2. Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento

1. Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 2, partendo dalla quota di energia rinnovabile destinata al riscaldamento e al raffrescamento nel 2020, si applicano i criteri di calcolo descritti al paragrafo 1, fatto salvo quanto previsto dal comma 2 del presente paragrafo.

2. Ai fini del comma 1 del presente paragrafo, è possibile:

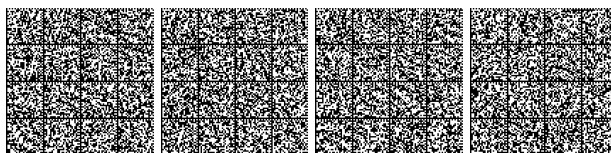
a) conteggiare il calore e il freddo di scarto, subordinatamente a un limite del 40% dell'aumento medio annuo;
b) qualora la quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e raffrescamento sia superiore al 60 %, considerare la quota in questione come realizzazione dell'aumento medio annuo;
c) qualora la quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e raffrescamento sia oltre il 50 % e fino al 60 %, considerare la quota in questione come realizzazione della metà dell'aumento medio annuo.

3. Formula di normalizzazione per il computo dell'elettricità da energia idraulica e da energia eolica

Ai fini del computo dell'elettricità da energia idraulica si applica la seguente formula:

$$Q_{N(norm)} = C_N * \left[\sum_{i=N-14}^{N} \frac{Q_i}{C_i} \right] / 15$$

Dove:

N =anno di riferimento;
$\mathbf{Q_{N(norm)}}$ =elettricità normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche nazionali nell'anno N, a fini di computo;

Qi =quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali idroelettriche nazionali, escludendo la produzione delle centrali di pompaggio che utilizzano l'acqua precedentemente pompata a monte;
Ci =potenza totale installata, al netto dell'accumulazione per pompaggi, misurata in MW, di tutte le centrali idroelettriche nazionali alla fine dell'anno i.

Ai fini del computo dell'elettricità da energia eolica on-shore si applica la seguente formula:

$$Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} * \frac{\sum_{i=N-n}^{N} Q_i}{\sum_{j=N-n}^{N} \left(\frac{C_j + C_{j-1}}{2} \right)}$$

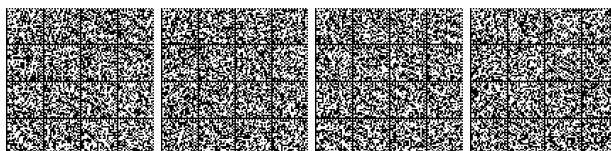
Dove:

N =anno di riferimento;
$Q_{N(norm)}$ =elettricità normalizzata generata da tutte le centrali eoliche nazionali on-shore nell'anno N, a fini di computo;
Qi =quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche nazionali on-shore;
Cj =potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche nazionali on-shore alla fine dell'anno j;
n =il minor valore tra 4 e il numero di anni precedenti l'anno N per i quali sono disponibili dati sulla potenza e la produzione nazionale in questione.

Ai fini del computo dell'elettricità da energia eolica off-shore si applica la seguente formula:

$$Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} * \frac{\sum_{i=N-n}^{N} Q_i}{\sum_{j=N-n}^{N} \left(\frac{C_j + C_{j-1}}{2} \right)}$$

Dove:

N =anno di riferimento;
$Q_{N(norm)}$ =elettricità normalizzata generata da tutte le centrali eoliche nazionali off-shore nell'anno N, a fini di computo;
Q_i =quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche nazionali off-shore;
C_j =potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche nazionali off-shore alla fine dell'anno j;
n = 4 o il numero di anni precedenti l'anno N per i quali sono disponibili dati sulla potenza e la produzione nazionale in questione.

4. Computo dell'energia prodotta dalle pompe di calore

La quantità di energia aerotermica, geotermica o idrotermica catturata dalle pompe di calore da considerarsi energia da fonti rinnovabili ai fini del presente decreto legislativo, ERES, è calcolata in base alla formula seguente:

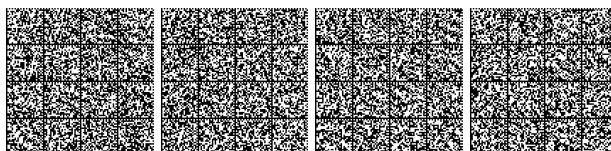
$$ERES = Q_{usable} * (1 - 1/SPF)$$

Dove:

Q_{usable} = il calore totale stimato prodotto da pompe di calore che rispondono ai criteri di cui al paragrafo 1, comma 8, applicato nel seguente modo: solo le pompe di calore per le quali $SPF>1,15*1/\eta$ sarà preso in considerazione;
SPF = il fattore di rendimento stagionale medio stimato per tali pompe di calore;
η = il rapporto tra la produzione totale lorda di elettricità e il consumo di energia primaria per la produzione di energia e deve essere calcolato come media a livello UE sulla base dei dati Eurostat.

Il fattore di rendimento medio stagionale (SPF) è il rapporto tra la prestazione media stagionale della pompa di calore e il rendimento η; tale rendimento η assume valore pari a 1 per pompe di calore elettriche e pari a 0,46 per pompe di calore a gas.

In assenza di aggiornamenti in merito si applicano i parametri riportati nella Decisione 2013/114/UE dell'1° marzo 2013.

La metodologia sopra descritta sarà integrata ed aggiornata dagli atti delegati che la Commissione Europea adotterà ai sensi dell'art 7, comma 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, per stabilire una metodologia di calcolo della quantità di energia da fonti rinnovabili usata per il raffrescamento e il teleraffrescamento e per modificare l'Allegato VII della direttiva.

ALLEGATO II - Disposizioni per la semplificazione delle procedure per l’installazione di impianti per le fonti rinnovabili e l’efficienza energetica negli edifici

1. Ambito di intervento

Finalità

Le presenti disposizioni disciplinano le procedure inerenti all’installazione di impianti o dispositivi tecnologici per l’efficienza energetica e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e si applicano su tutto il territorio nazionale.

In particolare:

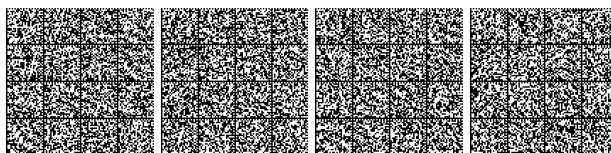
- stabiliscono procedure semplificate volte a facilitare l’installazione, in ambito residenziale e terziario, di impianti o dispositivi tecnologici per l’efficienza energetica e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili;
- assicurano l’attuazione omogenea e coordinata sul territorio nazionale delle suddette procedure;
- prevedono l’eventuale adeguamento dei modelli di comunicazione al fine di perseguire la semplificazione amministrativa.

Campo di applicazione

Le disposizioni di cui al presente Allegato si applicano ai casi di nuova installazione e/o sostituzione di impianti tecnologici destinati ai servizi di climatizzazione invernale e/o estiva e/o produzione di acqua calda sanitaria, indipendentemente dal vettore energetico utilizzato, in funzione anche delle tipologie di lavori individuate dal decreto interministeriale del 26 giugno 2015 concernente “Schema e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto energetiche e definizione delle prescrizione e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici”.

In particolare, sono definite le procedure per la realizzazione degli interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento in edifici o unità immobiliari del settore residenziale adibiti a residenza e assimilabili o terziario secondo la classificazione prevista dall’articolo 3 del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412.

Di seguito, per brevità, al posto di “edificio o unità immobiliare” può essere indicato solamente “edificio” o “immobile”.

Ogni riferimento alla Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), deve intendersi al modello unificato per edilizia e attività commerciali di cui all’accordo, siglato nella Conferenza Unificata del 4 maggio 2017, tra Governo, Regioni ed enti locali, pubblicato sulla Gazzetta ufficiale n. 128 del 5 giugno 2017 – Supplemento Ordinario n. 26.

2. Regime giuridico degli interventi

- Il presente Capitolo disciplina il regime giuridico per gli interventi elencati nel seguito, suddivisi per tipologia di impianto, fatto salvo quanto disposto dal decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42.

Pompe di calore

Gli interventi di installazione e sostituzione di pompe di calore:

a) sono considerati attività di edilizia libera e sono eseguiti senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo quando:
   i) riguardano pompe di calore con potenza termica utile nominale inferiore a 40 kW;
   ii) sono ascrivibili al novero di interventi di manutenzione ordinaria di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380;
b) sono eseguiti previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato ai sensi dell'articolo 6-bis, comma 2, del D.P.R. 380 del 2001, nei casi diversi da quelli di cui alla lettera a). Per tale comunicazione si utilizza il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), comprensiva dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.

L'installazione di pompe di calore da parte di installatori qualificati, destinate unicamente alla produzione di acqua calda e di aria negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi, è considerata estensione dell'impianto idrico-sanitario già in opera.

Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici, resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31. Per quanto riguarda la disciplina autorizzatoria paesaggistica, gli interventi suddetti potranno essere ricondotti alle voci A 5 o B 7 di cui agli Allegati "A" e "B" del D.P.R. 31 del 2017, alle condizioni e nei limiti ivi stabiliti.

Generatori di calore

Gli interventi di installazione e sostituzione di generatori di calore:

a) sono considerati attività di edilizia libera e sono eseguiti senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo quando sono ascrivibili al novero di interventi di manutenzione ordinaria di cui al D.P.R. 380 del2001;
b) sono eseguiti previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato ai sensi dell'articolo 6-bis, comma 2, del DPR 380 del 2001, nei casi diversi da quelli di cui alla lettera a). Per tale comunicazione si utilizza il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), comprensiva dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.

Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici, resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31. Per quanto riguarda la disciplina

autorizzatoria paesaggistica, gli interventi suddetti, potranno essere ricondotti alle voci A 5 o B 7 di cui agli Allegati "A" e "B" del D.P.R. 31 del 2017, alle condizioni e nei limiti ivi stabiliti.

Collettori solari termici

Gli interventi di installazione di impianti solari:

a) sono eseguiti senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo quando ascrivibili, ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, a interventi di manutenzione ordinaria nel caso in cui l'impianto è aderente o integrato nei tetti degli edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento dei tetti stessi. Nel caso di tetti a falda, l'impianto è aderente o integrato nei tetti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda. I componenti dell'impianto non modificano la sagoma degli edifici stessi e la superficie dell'impianto non è superiore a quella del tetto su cui viene realizzato;
b) sono eseguiti previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato ai sensi dell'articolo 6-bis, comma 2, del D.P.R. 380 del 2001, nei casi diversi da quelli di cui alla lettera a). Per tale comunicazione si utilizza il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), comprensiva dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.

Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal Codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica n. 31 del 2017. Per quanto riguarda la disciplina autorizzatoria paesaggistica, gli interventi di cui alle voci a) e b), potranno essere ricondotti alle voci A 6 o B 8 di cui agli Allegati "A" e "B" del D.P.R. 31 del 2017 alle condizioni e nei limiti ivi stabiliti.

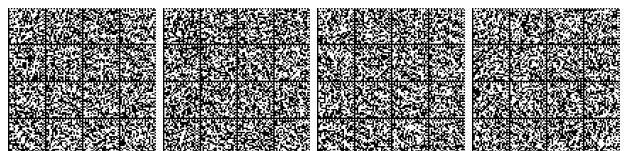
Generatori ibridi

Gli interventi di installazione di generatori ibridi, composti almeno da una caldaia a condensazione a gas e da una pompa di calore e dotati di specifica certificazione di prodotto devono rispettare le prescrizioni contenute nel paragrafo relativo ai generatori di calore.

3. Modulistica

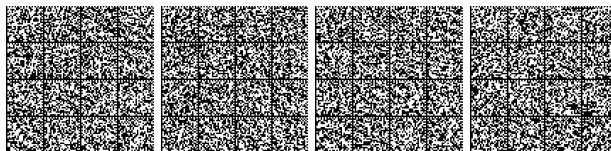
Al fine di minimizzare gli oneri a carico dei cittadini e delle imprese, per la realizzazione e l'esercizio degli impianti di cui al Capitolo 2 del presente Allegato, le amministrazioni competenti si adeguano alle disposizioni e adottano i modelli per la comunicazione di inizio lavori asseverata (CILA) ivi prevista.

Fatti salvi i casi di edilizia libera, ove non è necessaria comunicazione, hanno titolo a presentare i predetti modelli:

a) i proprietari o nudi proprietari;
b) i titolari di un diritto reale di godimento (usufrutto, uso abitazione);
c) i delegati e/o procuratori dei soggetti di cui alle lettere a) e b). A titolo esemplificativo e non esaustivo:
    i) i locatari o comodatari, con apposita delega di un soggetto di cui alla lettera a);

ii) i familiari conviventi del possessore o detentore di altri diritti reali o personali di godimento sull'immobile oggetto dell'intervento, con apposita delega di un soggetto di cui alla lettera a).

4. Monitoraggio

Al fine di monitorare lo stato di conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, nel caso di installazione di impianti di cui al Capitolo 2 del presente Allegato, entro 60 giorni dall'installazione è trasmesso per via telematica al GSE dal progettista incaricato un modulo contenente le informazioni relative all'impianto installato e all'edificio o unità immobiliare oggetto di installazione.

Ove non sia prevista la presentazione della CILA, entro 60 giorni dall'installazione è trasmesso per via telematica al GSE dal progettista incaricato un modulo semplificato di comunicazione contenente le informazioni relative all'impianto installato e all'edificio o unità immobiliare oggetto di installazione. Tale modulo è reso disponibile dal GSE entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.

ALLEGATO III - Obblighi per i nuovi edifici, per gli edifici esistenti e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti

1. Campo di applicazione

1. Il presente Allegato si applica agli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti ai sensi del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che rientrino nell'ambito di applicazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015 concernente adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici, e per i quali la richiesta del titolo edilizio è presentata decorsi centottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.

2. Obblighi di utilizzo di impianti a fonti rinnovabili

1. Gli edifici di cui al paragrafo 1, punto 1, sono progettati e realizzati in modo da garantire, tramite il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, il contemporaneo rispetto della copertura del 60% dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria e del 60% della somma dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria, la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva.

2. Gli obblighi di cui al punto 1 non possono essere assolti tramite impianti da fonti rinnovabili che producano esclusivamente energia elettrica la quale alimenti, a sua volta, dispositivi per la produzione di calore con effetto Joule.

3. La potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, misurata in kW, è calcolata secondo la seguente formula:

$$P = k \cdot S$$

Dove:

- k è uguale a 0,025 per gli edifici esistenti e 0,05 per gli edifici di nuova costruzione;
- S è la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno ovvero la proiezione al suolo della sagoma dell'edificio, misurata in m^2. Nel calcolo della superficie in pianta non si tengono in considerazione le pertinenze, sulle quali tuttavia è consentita l'installazione degli impianti.

4. L'obbligo di cui al punto 1 non si applica qualora l'edificio sia allacciato a una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento efficiente, così come definito dell'articolo 2, comma 2, lettera tt) del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, purché il teleriscaldamento copra l'intero fabbisogno di energia termica per il riscaldamento e/o il teleraffrescamento copra l'intero fabbisogno energia termica per raffrescamento.

5. Per gli edifici pubblici, gli obblighi percentuali di cui al punto 1 sono elevati al 65% e gli obblighi di cui al punto 3 sono incrementati del 10%.

6. A decorrere dal 1° gennaio 2024, gli obblighi di cui al presente paragrafo sono rideterminati con cadenza almeno quinquennale, tenendo conto dell'evoluzione tecnologica. In occasione della suddetta revisione degli obblighi, è valutata l'estensione degli stessi agli edifici sottoposti a una ristrutturazione importante di primo livello, nonché alle categorie di edifici appartenenti alle categorie E2 , E3 ed E5 di cui all'articolo 3 del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, con superficie utile superiore a 10.000 metri quadri, anche se non sottoposti a ristrutturazione

3. Caratteristiche e specifiche tecniche degli impianti

1. Il rispetto dell'obbligo di cui al presente Allegato è assolto dagli impianti che rispettano i requisiti e le specifiche tecniche di cui all'Allegato II.

2 Fatti salvi i casi di alimentazione tramite le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, gli impianti a fonti rinnovabili installati per adempiere agli obblighi di cui al presente Allegato sono realizzati all'interno o sugli edifici ovvero nelle loro pertinenze. Per pertinenza si intende la superficie comprendente l'impronta a terra dei fabbricati e un'area con essi confinante comunque non eccedente il triplo della superficie di impronta. Gli impianti fotovoltaici installati a terra non concorrono al rispetto dell'obbligo.

3. Nel caso di utilizzo di pannelli solari termici o fotovoltaici disposti su tetti a falda, i predetti componenti devono essere aderenti o integrati nei tetti medesimi, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda. Nel caso di tetti piani, la quota massima, riferita all'asse mediano dei moduli o dei collettori, deve risultare non superiore all'altezza minima della balaustra perimetrale. Qualora non sia presente una balaustra perimetrale, l'altezza massima dei moduli o dei collettori rispetto al piano non deve superare i 30 cm.

4. Entro sessanta giorni dalla pubblicazione del presente decreto, il Comitato Termotecnico Italiano CTI predispone linee guida volte ad agevolare l'applicazione del presente Allegato, contenenti esempi e calcoli numerici.

4. Casi di impossibilità tecnica di ottemperare all'obbligo

1. L'impossibilità tecnica di ottemperare agli obblighi di integrazione di cui al presente Allegato è evidenziata dal progettista nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192, e dettagliata esaminando la non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili.

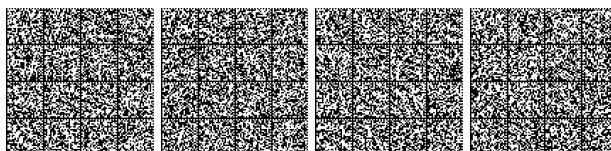
2. Nei casi di cui al punto 1, è fatto obbligo di ottenere un valore di energia primaria non rinnovabile, calcolato per la somma dei servizi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva e produzione di acqua calda sanitaria ($EP_{H,C,W,nren}$), inferiore al valore di energia primaria non rinnovabile limite ($EP_{H,C,W,nren,limite}$) calcolato secondo quanto previsto dal punto 3 in relazione ai servizi effettivamente presenti nell'edificio di progetto.

3. Ai fini della determinazione del valore di $EP_{H,C,W,nren,limite}$ di cui al punto 2 si determina il valore di $EP_{H,C,W,nren,rif,standard\ (2019/21)}$, per l'edificio di riferimento secondo quanto previsto dall'Allegato 1, Capitolo 3 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015 concernente applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici, dotandolo delle tecnologie e delle efficienze medie dei sottosistemi di utilizzazione fornite nella Tabella 7 di quest'ultimo e di efficienze medie stagionali sull'utilizzo dell'energia primaria non rinnovabile dei sottosistemi di generazione di cui alla seguente Tabella 1 del presente Allegato, in corrispondenza dei parametri vigenti per gli anni 2019/2021.

Tabella 1 – Efficienza sull'utilizzo dell'energia primaria non rinnovabile dei sottosistemi di generazione

Servizio	**Efficienza**
Climatizzazione invernale	1,54
Climatizzazione estiva	1,28
Produzione di acqua calda sanitaria	1,28
Nota: i valori delle efficienze per i servizi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva e per la produzione di ACS tengono già conto del fattore di conversione dell'energia primaria non rinnovabile.	

5. Modalità di verifica

1. Il progettista inserisce i calcoli e le verifiche previste dal presente Allegato nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192. Una copia della relazione suddetta è trasmessa al GSE ai fini del monitoraggio del conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili di energia.

2. La verifica del rispetto dell'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili è effettuata dai Comuni attraverso la relazione di cui al punto 1.

3. Fermo restando il punto 2, le dichiarazioni e i dati riportati nella relazione di cui al punto 1 possono essere oggetto di controlli da parte dei Comuni nonché di ulteriori controlli stabiliti nei provvedimenti adottati dalle Regioni ai sensi dell'articolo 26, comma 7, del presente decreto.

ALLEGATO IV – Requisiti minimi per gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento

1. Requisiti minimi per gli impianti che non accedono ad incentivi

1. Gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento che non accedono a incentivi pubblici rispettano i requisiti minimi di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015 concernente applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.

2. Requisiti minimi per gli impianti che accedono ad incentivi

Pompe di calore

1. Per le pompe di calore, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che le predette pompe di calore soddisfino i seguenti requisiti minimi:

a) per le pompe di calore elettriche il coefficiente di prestazione istantaneo (COP) deve essere almeno pari ai valori indicati nella Tabella 1. La prestazione delle pompe deve essere dichiarata e garantita dal costruttore della pompa di calore sulla base di prove effettuate in conformità alla norma UNI EN 14511. Al momento della prova la pompa di calore deve funzionare a pieno regime, nelle condizioni indicate nella Tabella 1.

Tabella 1 - Coefficienti di prestazione minimi per pompe di calore elettriche

Tipo di pompa di calore **Ambiente esterno/interno**	**Ambiente esterno [ºC]**	**Ambiente interno [ºC]**	**COP**	**EER**
aria/aria	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	3,9 [1]	3,4
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento ≤ 35 kW	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,1	3,8
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento >35 kW	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	3,8	3,5
salamoia/aria	Temperatura entrata: 0	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	4,3	4,4
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 0	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,3	4,4
acqua/aria	Temperatura entrata: 10 Temperatura uscita: 7	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido entrata: 15	4,7	4,4
acqua/acqua	Temperatura entrata: 10	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	5,1	5,1

[1] Per i soli sistemi di tipo rooftop il COP minimo è pari a 3,2.

b) per le pompe di calore a gas il coefficiente di prestazione (GUE) deve essere almeno pari ai valori indicati nella seguente Tabella 2.

Tabella 2 - Coefficienti di prestazione minimi per pompe di calore a gas

Tipo di pompa di calore **Ambiente esterno/interno**	**Ambiente esterno [ºC]**	**Ambiente interno [ºC]**	**GUE_h**
aria/aria	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Bulbo secco all'entrata: 20	1,46 [2]
aria/acqua	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Temperatura entrata: 30 [3]	1,38
salamoia/aria	Temperatura entrata: 0	Bulbo secco all'entrata: 20	1,59
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 0	Temperatura entrata: 30 [7]	1,47
acqua/aria	Temperatura entrata: 10	Bulbo secco all'entrata: 20	1,60
acqua/acqua	Temperatura entrata: 10	Temperatura entrata: 30 [7]	1,56

Il valore minimo dell'indice di efficienza energetica (GUE_c) per pompe di calore a gas è pari a 0,6 per tutte le tipologie.

La prestazione deve essere dichiarata e garantita dal costruttore della pompa di calore sulla base di prove effettuate in conformità alle seguenti norme, restando fermo che al momento della prova le pompe di calore devono funzionare a pieno regime, nelle condizioni indicate nelle Tabelle 1 e 2 sopra riportate:

- UNI EN 12309-2015: per quanto riguarda le pompe di calore a gas ad assorbimento (valori di prova sul p.c.i.);
- UNI EN 16905 per quanto riguarda le pompe di calore a gas a motore endotermico;

c) nel caso di pompe di calore a gas ad assorbimento, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NO_x espressi come NO_2), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolate in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 120 mg/kWh (valore riferito all'energia termica prodotta);

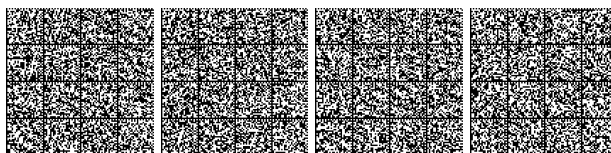
d) nel caso di pompe di calore a gas con motore a combustione interna, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NOx espressi come NO_2), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolate in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 240 mg/kWh (valore riferito all'energia termica prodotta);

e) nel caso di pompe di calore elettriche o a gas dotate di variatore di velocità (inverter o altra tipologia), i pertinenti valori di cui alle tabelle 1 e 2 sono ridotti del 5%.

Generatori di calore a biomassa

1. L'accesso agli incentivi pubblici per i generatori di calore alimentati con biomassa è subordinato:

[2] Per i soli sistemi di tipo rooftop il GUEh minimo è pari a 1,2.

[3] Δt: pompe di calore ad assorbimento: temperatura di uscita di 40°C. Pompe di calore a motore endotermico: temperatura di uscita di 35°C

a) nel caso di contestuale sostituzione di un altro impianto a biomasse, al conseguimento della certificazione ambientale con classe di qualità 4 stelle o superiore ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 7 novembre 2017, n.186;
b) in tutti gli altri casi, al conseguimento della certificazione ambientale con classe di qualità 5 stelle ai sensi del medesimo decreto.

2. Per gli impianti e gli apparecchi a biomassa, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i seguenti requisiti minimi:

a) Per le caldaie a biomassa di potenza termica nominale inferiore o uguale a 500 kWt:
   i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 303-5, classe 5, per tutti i biocombustibili utilizzati dal generatore;
   ii) obbligo di installazione di un sistema di accumulo termico dimensionato secondo quanto segue:
      - per le caldaie con alimentazione manuale del combustibile, in accordo con quanto previsto dalla norma EN 303-5, anche nel caso di caldaie combinate legna-pellet;
      - per le caldaie con alimentazione automatica del combustibile, prevedendo un volume di accumulo non inferiore a 20 dm^3/kWt;
      - per le caldaie automatiche a pellet prevedendo comunque un volume di accumulo, tale da garantire un'adeguata funzione di compensazione di carico, con l'obiettivo di minimizzare i cicli di accensione e spegnimento, secondo quanto indicato dall'asseverazione del progettista dell'impianto, basata su specifica analisi del sistema edificio-impianto.
   iii) il combustibile utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalle norme della serie UNI EN ISO 17225 ivi incluso il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni. Nel caso delle caldaie potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato certificato, oppure pellet appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. In tutti i casi la documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore del pellet;
   Il cippato utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-4. Potrà essere utilizzato solo cippato appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato omologato, oppure appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore. Nel caso di autoproduzione è richiesta un'attestazione di conformità, di validità annuale, rilasciata da un laboratorio accreditato ISO/IEC 17025, con riferimento alla UNI EN ISO 17225-4.
   La legna da ardere utilizzata deve essere certificata da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-5. Potrà essere utilizzata solo legna da ardere appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato omologato, oppure appartenente a classi di miglior

qualità rispetto a questa. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore.

Le bricchette utilizzate devono essere certificate da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-3. Potranno essere utilizzate solo bricchette appartenenti alla classe di qualità per cui il generatore è stato omologato, oppure appartenenti a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore. Nel caso di autoproduzione è richiesta un'attestazione di conformità, con validità annuale, rilasciata da un laboratorio UNI CEI ISO/IEC 17025 con riferimento alla UNI EN ISO 17225-3.

iv) possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.

b) Per le caldaie a biomassa di potenza termica nominale superiore a 500 kWt:

i) emissioni in atmosfera verificate da un laboratorio accreditato secondo la norma EN ISO/IEC 17025 misurate in sede di impianto, con indicazione del combustibile utilizzato;

ii) il combustibile utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalle norme della serie UNI EN ISO 17225. Deve essere in ogni modo garantito il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni;

Il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-2. Potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato testato in opera oppure appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore del pellet preconfezionato e/o all'azienda che consegna pellet sfuso.

Il cippato utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-4. Potrà essere utilizzato solo cippato appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato testato in opera, oppure appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore. Nel caso di autoproduzione è richiesta un'attestazione di conformità, di validità annuale, rilasciata da un laboratorio accreditato ISO/IEC 17025, con riferimento alla UNI EN ISO 17225-4.

Le bricchette utilizzate devono essere certificate da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del

combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-3. Potranno essere utilizzate solo bricchette appartenenti alla classe di qualità per cui il generatore è stato testato in opera, oppure appartenenti a classi di miglior qualità rispetto a questa. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore. Nel caso di autoproduzione è richiesta un'attestazione di conformità, con validità annuale, rilasciata da un laboratorio UNI CEI ISO/IEC 17025 con riferimento alla UNI EN ISO 17225-3;

iii) possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili;

iv) prevedere, in caso di caldaie automatiche, un volume di accumulo tale da garantire un'adeguata funzione di compensazione di carico, con l'obiettivo di minimizzare i cicli di accensione e spegnimento, secondo quanto indicato dal progettista. Nel caso in cui non sia tecnicamente fattibile, tali fattori limitativi dovranno essere opportunamente evidenziati nella relazione tecnica di progetto.

c) Per le stufe ed i termocamini a pellet:

i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 14785;

ii) il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-2. Deve essere in ogni modo garantito il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni. Potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe A1. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore.

d) Per i termocamini a legna:

i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 13229;

ii) la legna utilizzata e certificata secondo la norma UNI EN ISO 17225-5. Possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.

e) Per le stufe a legna:

i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 13240;

ii) la legna utilizzata deve essere certificata da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-5. Potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe A1. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice identificativo rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore;

iii) in caso di utilizzo di bricchette queste devono essere certificate da un organismo di certificazione accreditato secondo la norma ISO/IEC 17065, sulla base delle analisi delle proprietà del combustibile accreditate secondo le metodologie di prova definite dalla norma UNI EN ISO 17225-3. Deve essere in ogni modo garantito il rispetto delle condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni. Potranno essere utilizzate solo bricchette appartenenti alla classe A1 UNI EN ISO 17225-3. La documentazione di acquisto dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice identificativo rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore;

iv) possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelli indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.

Collettori solari termici

1. Per gli interventi di installazione di collettori solari termici, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

a) i collettori solari sono in possesso della certificazione *Solar Keymark*;

b) in alternativa, per gli impianti solari termici prefabbricati del tipo *factory made*, la certificazione di cui alla lettera a) relativa al solo collettore può essere sostituita dalla certificazione *Solar Keymark* relativa al sistema;

c) i collettori solari hanno valori di producibilità specifica, espressa in termini di energia solare annua prodotta per unità di superficie lorda A_G, o di superficie degli specchi primari per i collettori lineari di Fresnel, calcolata a partire dal dato contenuto nella certificazione Solar Keymark (o equivalentemente nell'attestazione rilasciata da ENEA per i collettori a concentrazione) per una temperatura media di funzionamento di 50°C, superiore ai seguenti valori minimi:

   i) nel caso di collettori piani: maggiore di 300 kWh_t/m^2 anno, con riferimento alla località Würzburg;

   ii) nel caso di collettori sottovuoto e collettori a tubi evacuati: maggiore di 400 kWh_t/m^2 anno, con riferimento alla località Würzburg;

   iii) nel caso di collettori a concentrazione: maggiore di 550 kWh_t/m^2 anno, con riferimento alla località Atene;

d) per gli impianti solari termici prefabbricati per i quali è applicabile solamente la norma UNI EN 12976, la producibilità specifica, in termini di energia solare annua prodotta Q_L per unità di superficie di apertura A_a, misurata secondo la norma UNI EN 12976-2 con riferimento al valore di carico giornaliero, fra quelli disponibili, più vicino, in valore assoluto, al volume netto nominale dell'accumulo del sistema solare prefabbricato, e riportata sull'apposito rapporto di prova (test report) redatto da un laboratorio accreditato, deve essere maggiore di 400 kWh_t/m^2 anno, con riferimento alla località Würzburg;

e) i collettori solari e i bollitori impiegati sono garantiti per almeno cinque anni;

f) gli accessori e i componenti elettrici ed elettronici sono garantiti almeno due anni;

g) l'installazione dell'impianto è stata eseguita in conformità ai manuali di installazione dei principali componenti;
h) per i collettori solari a concentrazione per i quali non è possibile l'ottenimento della certificazione Solar Keymark, tale certificazione, ai fini del presente decreto, è sostituita da un'approvazione tecnica rilasciata dall'ENEA;
i) nel caso di collettori solari dotati di protezione automatica dall'eccesso di radiazione solare, per i quali non è possibile l'ottenimento della certificazione Solar Keymark e la certificazione è sostituita da un'approvazione tecnica rilasciata dall'ENEA, i valori di producibilità specifica di cui alla lettera c) sono ridotti del 10%;

2. L'energia termica prodotta in un anno per unità di superficie lorda, espressa in kWh_t/m^2anno è calcolata come segue:

a) per impianti solari realizzati con collettori piani o con collettori sottovuoto o collettori a tubi evacuati

$$Q_u = \frac{Q_{col}}{A_G}$$

b) per impianti solari termici del tipo *factory made* per i quali è applicabile la sola norma EN 12976

$$Q_u = \frac{Q_L}{3{,}6 \cdot A_G}$$

c) per impianti solari termici realizzati con collettori solari a concentrazione

$$Q_u = \frac{Q_{sol}}{A_G}$$

dove:

A_G= l'area lorda del singolo modulo di collettore/sistema solare così come definita nelle norme UNI EN ISO 9806 e UNI EN 12976 e riportata nella certificazione *Solar Keymark* o, equivalentemente, nell'attestazione rilasciata da ENEA per i collettori a concentrazione;
Q_{col} = è l'energia termica prodotta in un anno da un singolo modulo di collettore solare, espressa in kWht, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Würzburg, è riportato nella certificazione Solar Keymark, scegliendo, a seconda del tipo di applicazione, la temperatura media di funzionamento del collettore (T_m) così come definita nella Tabella 3;
Q_L =è l'energia termica prodotta dal sistema solare *factory made* su base annuale, espressa in MJ, così come definita ai sensi della norma UNI EN 12976, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Würzburg, è riportato nell'attestazione di conformità (*test report*) rilasciata da laboratorio accreditato. Poiché il suddetto *test report* riporta diversi valori di tale grandezza per diversi valori del carico termico giornaliero, ai fini del riconoscimento dell'incentivo va considerato il valore, tra quelli disponibili, corrispondente ad un carico termico giornaliero, espresso in litri/giorno, pari al volume del serbatoio solare o al volume ad esso più vicino;

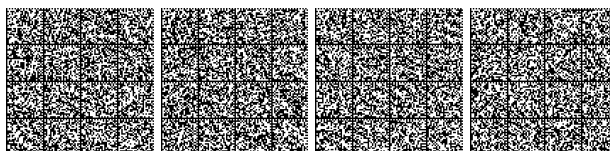
Q_{sol} = è l'energia termica prodotta in un anno da un singolo modulo di collettore solare a concentrazione, espressa in kWh_t, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Atene, è riportato nella certificazione *Solar Keymark* (ove applicabile) o nell'attestazione di conformità rilasciata dall'ENEA, scegliendo, a seconda del tipo di applicazione, la temperatura media di funzionamento del collettore (T_m) così come definita nella Tabella 3.

Tabella 3 – Temperature medie di funzionamento in relazione alla destinazione del calore prodotto

Applicazione a cui è destinato il calore prodotto	**T_m - Temperatura media di funzionamento**
Produzione di acqua calda sanitaria	50 °C
Produzione combinata di a.c.s. e riscaldamento ambiente	
Produzione di calore di processo a bassa temperatura	75 °C
Solar cooling a bassa temperatura	
Produzione di calore di processo a media temperatura	150 °C
Solar cooling a media temperatura	

Generatori ibridi

1. Per gli interventi di installazione di impianti dotati di sistemi ibridi, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

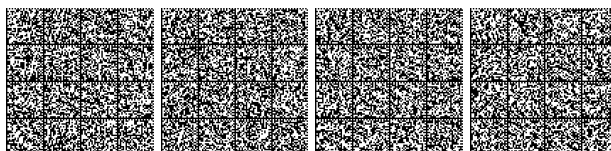
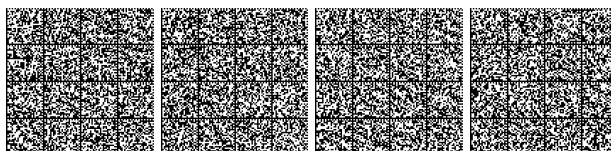
a) il sistema ibrido è costituito da pompa di calore e caldaia a condensazione, espressamente realizzati e concepiti dal fabbricante per funzionare in abbinamento tra loro;
b) il sistema ibrido a biomassa è costituito da pompa di calore e caldaia a biomassa, espressamente realizzati e concepiti dal fabbricante per funzionare in abbinamento tra loro;
c) il rapporto tra la potenza termica utile nominale della pompa di calore e la potenza termica utile nominale della caldaia è minore o uguale a 0,5;
d) il COP/GUE della pompa di calore rispetta i limiti di cui al paragrafo 1.1;
e) la caldaia è del tipo a condensazione e deve avere rendimento termico utile, a carico pari al 100% della potenza termica utile nominale (per le caldaie ad acqua con temperature minima e massima rispettivamente di 60 e 80 °C) maggiore o uguale a 93 + 2 log(P_n), dove log(P_n) è il logaritmo in base 10 della potenza utile nominale del singolo generatore, dove per valori di P_n maggiori di 400 kW si applica il limite massimo corrispondente a 400 kW;
f) nel caso di sistema ibrido a biomassa, il gruppo termico costituito dalla caldaia a biomassa deve rispettare i requisiti già indicati nel capitolo generatori di calore a biomassa dell'Allegato IV, con l'esclusione dell'obbligo di installazione dei sistemi di accumulo termico;
g) per impianti di potenza utile della caldaia superiore a 100 kW, è stato adottato un bruciatore di tipo modulante, la regolazione climatica agisce direttamente sul bruciatore, è stata installata una pompa di tipo elettronico a giri variabili o sistemi assimilabili e che il sistema di distribuzione è messo a punto ed equilibrato in relazione alle portate. Tale requisito non è richiesto per il sistema ibrido a biomassa.

Micro-cogeneratori

1. Per gli interventi di installazione di impianti dotati di micro-cogeneratori, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

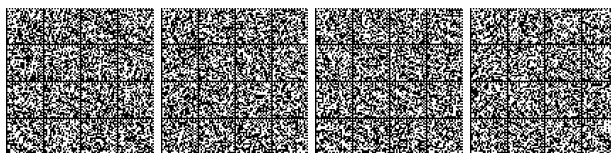
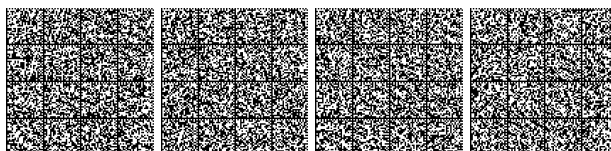
a) l'intervento, sulla base dei dati di progetto, conduce a un risparmio di energia primaria (PES), come definito all'Allegato III del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011, pari almeno al 20%;
b) l'intervento relativo all'utilizzo di microcogeneratori alimentati a fonti di energia rinnovabile conduce a un risparmio di energia primaria (PES), come definito all'Allegato III del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011, pari almeno al 10%;
c) tutta l'energia termica prodotta è utilizzata per soddisfare la richiesta termica per la climatizzazione degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.

ALLEGATO V - CONTENUTO ENERGETICO DEI COMBUSTIBILI

Combustibile	**Contenuto energetico in peso** **(Potere calorifico inferiore, MJ/kg)**	**Contenuto energetico in volume** **(Potere calorifico inferiore, MJ/l)**
COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E/O OPERAZIONI DI LAVORAZIONE DELLA BIOMASSA		
Biopropano	46	24
Olio vegetale puro (olio prodotto a partire da piante oleaginose mediante spremitura, estrazione o procedimenti analoghi, grezzo o raffinato ma chimicamente non modificato)	37	34
Biodiesel - estere metilico di acidi grassi (estere metilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	37	33
Biodiesel - estere etilico di acidi grassi (estere etilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	38	34
Biogas che può essere sottoposto a purificazione per ottenere una qualità analoga a quella del gas naturale	50	-
Olio idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del diesel	44	34
Olio idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto della benzina	45	30
Olio idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del carburante per aviazione	44	34
Olio idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del gas di petrolio liquefatto	46	24
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto del diesel	43	36
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto della benzina	44	32
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto del carburante per aviazione	43	33
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto del gas di petrolio liquefatto	46	23

Combustibile	**Contenuto energetico in peso** **(Potere calorifico inferiore, MJ/kg)**	**Contenuto energetico in volume** **(Potere calorifico inferiore, MJ/l)**
COMBUSTIBILI RINNOVABILI CHE POSSONO ESSERE PRODOTTI A PARTIRE DA DIVERSE FONTI RINNOVABILI, COMPRESA LA BIOMASSA		
Metanolo da fonti rinnovabili	20	16
Etanolo da fonti rinnovabili	27	21
Propanolo da fonti rinnovabili	31	25
Butanolo da fonti rinnovabili	33	27
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati a essere usati come sostituti del diesel)	44	34
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti della benzina)	44	33
Carburante per aviazione sintetico Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti del carburante per aviazione)	44	33
Gas di petrolio liquefatto sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati ad essere usati come sostituti del gas di petrolio liquefatto)	46	24
DME (etere dimetilico)	28	19
Idrogeno da fonti rinnovabili	120	—
ETBE (etil-ter-butil-etere ottenuto da bioetanolo)	36 (di cui il 37 % da fonti rinnovabili)	27 (di cui il 37 % da fonti rinnovabili)
ETBE (etil-ter-butil-etere ottenuto interamente da bioetanolo e bio-iso-butene*)	36 (100% da rinnovabili)	27 ((100% da rinnovabili)
MTBE (metil-ter-butil-etere ottenuto dal bio metanolo)	35 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)	26 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)
MTBE (metil-ter-butil-etere ottenuto interamente da bio metanolo e bio-iso-butene*)	35 (100% da rinnovabili)	26 (100% da rinnovabili)
TAEE (ter-amil-etil-etere ottenuto dal bioetanolo)	38 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)	29 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)
TAEE (ter-amil-etil-etere ottenuto interamente da bioetanolo e bio-iso-amilene*)	38 (100% da rinnovabili)	29 (100% da rinnovabili)
TAME (ter-amil-metil-etere ottenuto dal biometanolo)	36 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)	28 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)

Combustibile	**Contenuto energetico in peso (Potere calorifico inferiore, MJ/kg)**	**Contenuto energetico in volume (Potere calorifico inferiore, MJ/l)**
TAME (ter-amil-metil-etere ottenuto interamente da biometanolo e bio-iso-amilene*)	36 (100% da rinnovabili)	28 (100% da rinnovabili)
THxEE (terz-esil-etil-etere ottenuto dall'etanolo)	38 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)	30 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)
THxME (terz-esil-metil-etere ottenuto dal metanolo)	38 (di cui il 14 % da fonti rinnovabili)	30 (di cui il 14 % da fonti rinnovabili)
COMBUSTIBILI FOSSILI		
Benzina	43	32
Diesel	43	36

ALLEGATO VI – REGOLE PER IL CALCOLO DELL'IMPATTO DEI GAS A EFFETTO SERRA DEI BIOCARBURANTI, DEI BIOLIQUIDI E DEI CARBURANTI FOSSILI DI RIFERIMENTO

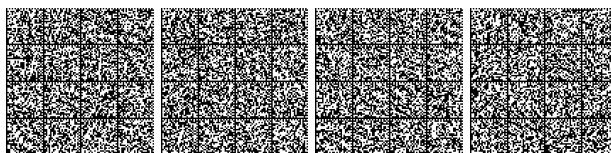
A. Valori tipici e standard dei biocarburanti se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni

Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	67 %	59 %
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	77 %	73 %
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	73 %	68 %
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	79 %	76 %
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	58 %	47 %
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	71 %	64 %
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	48 %	40 %
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	55 %	48 %
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	40 %	28 %
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	69 %	68 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	47 %	38 %

Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico	Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	53 %	46 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	37 %	24 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	67 %	67 %
etanolo da canna da zucchero	70 %	70 %
la frazione dell'etil-ter-butil-etere (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etere (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	52 %	47 %
biodiesel da semi di girasole	57 %	52 %
biodiesel da soia	55 %	50 %
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	33 %	20 %
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	51 %	45 %
biodiesel da oli di cottura esausti	88 %	84 %

Filiera di produzione del biocarburante	**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico**	**Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard**
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	84 %	78 %
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	51 %	47 %
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	58 %	54 %
olio vegetale idrotrattato da soia	55 %	51 %
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	34 %	22 %
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	53 %	49 %
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	87 %	83 %
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	83 %	77 %
olio vegetale puro da semi di colza	59 %	57 %
olio vegetale puro da semi di girasole	65 %	64 %
olio vegetale puro da soia	63 %	61 %
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	40 %	30 %
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	59 %	57 %
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	98 %	98 %

(*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(**) Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale e ai prodotti derivati non destinati al consumo umano e che abroga il regolamento (CE) n. 1774/2002, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

B. Stima dei valori tipici e standard dei futuri biocarburanti non presenti sul mercato o presenti solo in quantità trascurabili al 2016 se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni

Filiera di produzione del biocarburante	**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico**	**Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard**
Etanolo da paglia di cereali	85 %	83 %
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	83 %	83 %
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	82 %	82 %
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	83 %	83 %
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	82 %	82 %
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	84 %	84 %
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	83 %	83 %
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	84%	84%
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	83 %	83 %
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

C. Metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra

Parte A. Gas ad effetto serra

I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del calcolo di cui alla parte B sono: CO_2, N_2O e CH_4.

Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO_2, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

- CO_2 = 1;
- N_2O = 298;
- CH_4 = 25.

Parte B. Calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra durante il ciclo di vita

1. Formula di calcolo

Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di carburanti per il trasporto, biocarburanti e bioliquidi sono calcolate, con le precisazioni di cui al punto 3, secondo quanto riportato rispettivamente alle lettere a) e b):

a) le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di biocarburanti sono calcolate secondo la seguente formula:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr},$$

dove:

E = totale delle emissioni derivanti dall'uso del carburante;
$\mathbf{e_{ec}}$ = emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;
$\mathbf{e_l}$ = emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;
$\mathbf{e_p}$ = emissioni derivanti dalla lavorazione;
$\mathbf{e_{td}}$ = emissioni derivanti dal trasporto e alla distribuzione;
$\mathbf{e_u}$ = emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;
$\mathbf{e_{sca}}$ = riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;
$\mathbf{e_{ccs}}$ = riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO_2;
$\mathbf{e_{ccr}}$ = riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO_2.

Non si tiene conto delle emissioni dovute alla produzione di macchinari e apparecchiature.

b) le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di bioliquidi sono calcolate utilizzando la formula di cui alla lettera a) relativa ai biocarburanti (E), ma con l'estensione necessaria a includere la conversione energetica in energia elettrica e/o calore e freddo prodotti, come segue:

i) per impianti che producono solo calore:

$$ECh = E/\eta h$$

ii) per impianti che producono solo energia elettrica:

$$ECel = E/\eta el$$

dove:

EC $_{h, el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale;

E = totale delle emissioni di gas a effetto serra del bioliquido prima della conversione finale;

η_{el} = efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di bioliquido in base al suo contenuto energetico;

η_h = efficienza termica, definita come il calore utile prodotto annualmente diviso per l'input annuale di bioliquido in base al suo contenuto energetico.

iii) per l'energia elettrica o meccanica da impianti che producono calore utile assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$ECel = \frac{E}{\eta el}\left(\frac{Cel\ \eta el}{Cel\ \eta el + Ch\ \eta h}\right)$$

iv) per l'energia termica utile da impianti che producono calore assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$ECh = \frac{E}{\eta h}\left(\frac{Ch\ \eta h}{Cel\ \eta el + Ch\ \eta h}\right)$$

dove:

EC $_{h,el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale;

E= totale delle emissioni di gas a effetto serra del bioliquido prima della conversione finale;

η_{el} = efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico;

η_h = efficienza termica, definita come il calore utile prodotto annualmente diviso per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico;

C_{el} = frazione di exergia nell'energia elettrica, e/o meccanica, fissata al 100 % (Cel = 1)

C_h = rendimento di Carnot (frazione di exergia nel calore utile).

Il rendimento di Carnot, C_h, per il calore utile a diverse temperature è definito come segue:

$$C_h = (T_h - T_0) / T_h$$

T_h = temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura;

T_0 = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C).

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, ad una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin), C_h può, in alternativa, essere definito come segue:

C_h = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546.

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento e raffrescamento;
- «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica, indipendentemente dal fatto che l'energia termica sia utilizzata ai fini di effettivo riscaldamento o di raffrescamento[4].

2. Unità di misura utilizzate e fattori di conversione

Le emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti e da bioliquidi sono espresse come segue:

a) le emissioni di gas a effetto serra derivanti dai biocarburanti, E, sono espresse in grammi equivalenti di CO_2 per MJ di carburante (gCO_{2eq}/MJ);
b) le emissioni di gas a effetto serra dai bioliquidi, EC, sono espresse in termini di grammi equivalenti di CO_2 per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica) (g CO_{2eq}/MJ).

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, eec, sono espresse in unità gCO_{2eq}/t di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di CO_2 per MJ di carburante, g CO_{2eq}/MJ, è calcolata come segue:

$$eeccombustibilea\left[\frac{\text{gCO2eq}}{\text{MJ di combustibile}}\right] = \frac{eec\ materia\ prima\ a[\frac{gCO2eq}{t\ solida}]}{LHVa[\frac{MJ\ materia\ prima}{tonn\ materia\ prima\ solida}]} \times Fattore\ materia\ prima\ combustibile\ a \times Fattore\ attribuzione\ combustibile\ a$$

dove:

Fattore materia prima combustibile a = Rapporto MJ materia prima necessaria per ottenere 1 MJ di combustibile

$$Fattore\ attribuzione\ combustibile\ a = \frac{Energia\ nel\ combustibile}{Energia\ nel\ combustibile + Energia\ nei\ coprodotti}$$

Le emissioni per tonnellata di materia prima solida sono calcolate come segue:

$$eec\ materia\ prima\ a\left[\frac{gCO2eq}{t\ solida}\right] = \frac{eec\ materia\ prima\ a[\frac{gCO2eq}{t\ umida}]}{(1 - tenore\ umidità)}$$

La formula per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec}, descrive i casi in cui la materia prima è convertita in biocarburante in un'unica fase. Per le catene di approvvigionamento più complesse, sono

4 Il calore o il calore di scarto è utilizzato per generare il raffrescamento (aria o acqua raffrescata) attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento. Pertanto, è opportuno calcolare soltanto le emissioni associate al calore prodotto per MJ di calore, indipendentemente dal fatto che la destinazione finale del calore sia il riscaldamento o raffrescamento effettivo attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento.

necessari adeguamenti per calcolare le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime per i prodotti intermedi.

3. Precisazioni formula di cui al punto 1

a) E_{ec}: emissioni provenienti dalla produzione di materia prima coltivata

Le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec}, comprendono le emissioni derivanti dal processo stesso di estrazione o di coltivazione, dalla raccolta, dall'essiccazione e dallo stoccaggio delle materie prime, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche o di prodotti utilizzati per l'estrazione e la coltivazione. Non si tiene conto della cattura di CO_2 nella coltivazione delle materie prime. Le stime delle emissioni derivanti dalla coltivazione di biomassa agricola possono derivare dall'utilizzo delle medie regionali per le emissioni da coltivazione incluse nelle relazioni di cui all'articolo 44, comma 2, o dalle informazioni sui valori standard disaggregati delle emissioni da coltivazione inclusi nel presente Allegato, in alternativa all'uso dei valori effettivi. In assenza di informazioni pertinenti in tali relazioni è consentito calcolare medie sulla base delle pratiche agricole utilizzando, ad esempio, i dati di un gruppo di aziende, in alternativa all'uso dei valori effettivi.

b) E_{sca} : riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

Le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra rese possibili da una migliore gestione agricola e_{sca}, come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, una migliore rotazione delle colture, l'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e l'utilizzo di ammendanti organici (ad es. compost, digestato della fermentazione del letame), sono prese in considerazione solo se sono forniti elementi di prova attendibili e verificabili che il carbonio nel suolo è aumentato o che è ragionevole attendersi che sia aumentato nel periodo di coltura delle materie prime considerate tenendo conto anche delle emissioni laddove tali pratiche comportino un maggiore impiego di erbicidi e fertilizzanti. Tali elementi di prova possono essere costituiti da misurazioni del carbonio nel suolo, ad esempio con una prima misurazione anteriormente alla coltivazione e misurazioni successive a intervalli regolari a distanza di anni. In tale caso, prima che la seconda misurazione sia disponibile, l'aumento del carbonio nel suolo sarebbe stimato sulla base di esperimenti rappresentativi o di modelli di suolo. A partire dalla seconda misurazione le misurazioni costituirebbero la base per la determinazione dell'esistenza di un aumento del carbonio nel suolo e della sua entità.

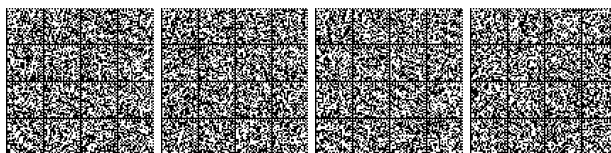
c) e_l: emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni

Le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, e_l, sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni.

Per il calcolo di dette emissioni si applica la seguente formula:

$$e_l: = (CSR – CSA) \times 3{,}664 \times 1/20 \times 1/P – e_B,$$ [5]

dove:

5 Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO_2 (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664;

e_l = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche degli stock di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (espresse in massa (grammi) equivalente di CO2 per unità di energia prodotta (megajoules) dal biocarburante). I “terreni coltivati”[6] e le “colture perenni”[7] sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;
CSR = lo stock di carbonio per unità di superficie associato alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione), calcolato in linea con gli atti normativi europei[8] La destinazione di riferimento del terreno è la destinazione del terreno nel gennaio 2008 o 20 anni prima dell'ottenimento delle materie prime, se quest'ultima data è posteriore;
CSA = lo stock di carbonio per unità di superficie associato alla destinazione reale del terreno (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione), calcolato in linea con gli atti normativi europei[9]. Nel caso in cui lo stock di carbonio si accumuli per oltre un anno, il valore attribuito al CSA è il valore stimato per unità di superficie dopo 20 anni o quando le colture giungono a maturazione, se quest'ultima data è anteriore;
P = la produttività delle colture (misurata come energia da biocarburante prodotta per unità di superficie all'anno);
e_B = è il premio di 29 gCO_2eq/MJ di biocarburante o bioliquido la cui materia prima coltivata è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati (da aggiungere alla fine del calcolo in quanto si riferisce al biocarburante o bioliquido finito), applicabile nel caso in presenza di elementi che dimostrino che il terreno in questione:

a) non era utilizzato per attività agricole o di altro tipo nel gennaio 2008; e

b) è pesantemente degradato[10], compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO_2eq/MJ si applica per un periodo massimo di 20 anni a decorrere dalla data di conversione del terreno ad uso agricolo purché, per i terreni di cui alla lettera b), siano assicurate la crescita regolare delle scorte di carbonio e la rilevante riduzione dell'erosione.

d) e_p: emissioni derivanti dalla lavorazione

---

[6] Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC);
[7] Per colture perenni si intendono le colture pluriennali il cui peduncolo solitamente non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio.
[8] Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell’Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo all’inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall’uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l’energia e recante la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.
[9] Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell’Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo all’inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall’uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l’energia e recante la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.
[10] Per «terreni pesantemente degradati» s'intendono terreni che sono da tempo fortemente salini o il cui tenore di materie organiche è particolarmente basso e la cui erosione è particolarmente forte.

Le emissioni derivanti dalla lavorazione, e_p, includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione, incluse le emissioni di biossido di carbonio corrispondenti al contenuto di CO_2 degli input fossili, che siano o meno effettivamente bruciati nel processo.

Nel calcolo del consumo di energia elettrica prodotta all'esterno dell'unità di produzione del carburante, l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica è ipotizzata uguale all'intensità media delle emissioni dovute alla produzione e alla distribuzione di energia elettrica in una regione data. In deroga a questa regola, per l'energia elettrica prodotta in un dato impianto di produzione elettrica non collegato alla rete elettrica i produttori possono utilizzare un valore medio.

Le emissioni derivanti dalla lavorazione comprendono le emissioni derivanti dall'essiccazione di prodotti e materiali intermedi, se del caso.

e) e_{td}: emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e_{td}, comprendono le emissioni generate dal trasporto delle materie prime e dei prodotti semilavorati, e dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei prodotti finiti. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione considerate alla lettera a) non sono disciplinate dal presente punto.

f) e_u: emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni del carburante al momento dell'uso, e_u, sono considerate pari a zero per i biocarburanti e i bioliquidi.

Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO_2 (N_2O e CH_4) del combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u per i bioliquidi.

g) e_{ccs}: riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO_2

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO_2, e_{ccs}, che non sia già stata computata in e_p, è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO_2 emessa direttamente legati all'estrazione, al trasporto, alla lavorazione e alla distribuzione del combustibile se lo stoccaggio rispetta i requisiti posti dalla direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.

h) e_{ccr}: riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO_2

La riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO_2, e_{ccr}, è direttamente collegata alla produzione di biocarburante o bioliquido alla quale è attribuita, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura della CO_2 il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato per sostituire la CO_2 derivata da carburanti fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali.

i) allocazione emissioni in caso di cogenerazione

Quando un'unità di cogenerazione – che fornisce calore e/o energia elettrica a un processo di produzione di combustibile le cui emissioni sono calcolate – produce energia elettrica e/o calore utile in eccesso, le emissioni di gas a effetto serra sono suddivise tra l'energia elettrica e il calore utile a seconda della temperatura del calore (che riflette l'utilità del calore). La parte utile del calore è ottenuta moltiplicando il suo contenuto energetico per il rendimento di Carnot, C_h, calcolato come segue:

$$C_h = (T_h - T_0) / T_h$$

dove:

T_h = temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura;
T_0 = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C).

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, a una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin), C_h può, in alternativa, essere definito come segue:

C_h = rendimento di Carnot nel calore a 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546.

Ai fini di tale calcolo sono applicati i rendimenti effettivi, definiti come le quantità annua di energia meccanica, elettrica e termica prodotte divise rispettivamente per l'energia annua immessa.

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

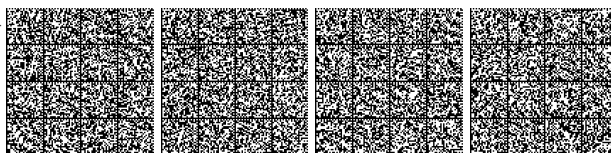
- «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
- «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

Nel caso di combustibili prodotti in raffinerie, diversi dalla combinazione degli impianti di trasformazione con caldaie o unità di cogenerazione che forniscono energia termica e/o energia elettrica all'impianto di trasformazione, l'unità di analisi ai fini del calcolo è la raffineria.

l) allocazione in caso di produzione contemporanea di più prodotti

Quando nel processo di produzione di combustibile sono prodotti, in combinazione, il combustibile per il quale sono calcolate le emissioni e uno o più altri prodotti («co-prodotti»), le emissioni di gas a effetto serra sono divise tra il combustibile o il prodotto intermedio e i co-prodotti proporzionalmente al loro contenuto energetico (determinato dal potere calorifico inferiore nel caso di co-prodotti diversi dall'energia elettrica e dal calore). L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica o del calore utile in eccesso è uguale all'intensità delle emissioni di gas a effetto serra fornita al processo di produzione di combustibile ed è determinata dal calcolo dell'intensità di gas a effetto serra di tutti gli input e le emissioni, comprese le materie prime e le emissioni di CH_4 e N_2O, da e verso l'unità di cogenerazione, caldaia o altro apparato che fornisce calore o energia elettrica al processo di produzione di combustibile. In caso di cogenerazione di energia elettrica e di energia termica il calcolo viene eseguito in applicazione di quanto previsto alla lettera i).

Ai fini del calcolo, le emissioni da dividere sono: $e_{ec} + e_l + e_{sca}$ + le frazioni di e_p, e_{td}, e_{ccs}, ed e_{ccr} che intervengono fino alla fase, e nella fase stessa, del processo di produzione nella quale il co-prodotto è fabbricato. Se sono state attribuite emissioni a co-prodotti in precedenti fasi del processo nel ciclo di vita, in sostituzione del totale delle emissioni si utilizza solo la frazione delle emissioni attribuita nell'ultima fase del processo prima del prodotto combustibile intermedio.

Nel caso dei biocarburanti e dei bioliquidi, ai fini di tale calcolo sono presi in considerazione tutti i co-prodotti. Nessuna emissione è attribuita ai rifiuti e ai residui. I co-prodotti il cui contenuto

energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo.

m) calcolo emissioni in caso di rifiuti e residui

Rifiuti e residui, compresi fronde e rami degli alberi, paglia, lolla, tutoli e gusci, e i residui della lavorazione, compresa la glicerina grezza (glicerina non raffinata) e bagasse, sono considerati materiali a zero emissioni di gas a effetto serra durante il ciclo di vita fino al processo di raccolta degli stessi, a prescindere dal fatto che essi sono trasformati in prodotti intermedi prima di essere trasformati in prodotto finito.

Parte C. Risparmio delle emissioni

Il risparmio conseguito rispettivamente da biocarburanti e da bioliquidi è calcolato come segue:

a) riduzione di emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti:

$$RIDUZIONE = (E_{F(t)} – E_B)/E_{F(t)},$$

dove:

$\mathbf{E_{B}}$:= totale delle emissioni derivanti dal biocarburante;
$\mathbf{E_{F(t)}}$ = totale delle emissioni derivanti dal carburante fossile di riferimento per trasporti.

Per quanto riguarda i biocarburanti, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il carburante fossile di riferimento, $E_{F(t)}$, è pari a 94g CO_2eq/MJ.

b) riduzione di emissioni di gas a effetto serra da calore e freddo ed energia elettrica prodotti da bioliquidi:

$$RIDUZIONE = (EC_{F(h\&c,el)} – EC_{B(h\&c,el)})/EC_{F(h\&c,el)}$$

dove:

$\mathbf{EC_{B(h\&c,el)}}$ = totale delle emissioni derivanti dal calore o energia elettrica; e
$\mathbf{EC_{F(h\&c,el)}}$ = totale delle emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento per il calore utile o l'energia elettrica.

Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di energia elettrica, il carburante fossile di riferimento $EC_{F(e)}$ è 183 gCO_{2eq}/MJ.

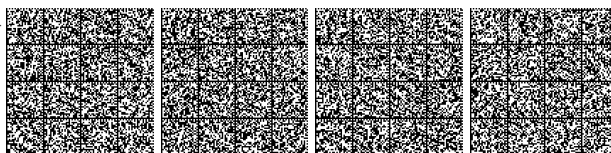
Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di calore utile, così come nella produzione di riscaldamento e/o raffrescamento, il carburante fossile di riferimento $EC_{F(h\&c)}$ è 80g CO_{2eq}/MJ.

D. Valori standard disaggregati per i biocarburanti e i bioliquidi

Tabella 1: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» comprese le emissioni di N2O del suolo

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO_2eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO_2eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero	9,6	9,6
etanolo da granturco	25,5	25,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco	27,0	27,0
etanolo da canna da zucchero	17,1	17,1
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	32,0	32,0
biodiesel da semi di girasole	26,1	26,1
biodiesel da soia	21,2	21,2
biodiesel da olio di palma	26,0	26,0
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali*	0	0
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	33,4	33,4
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	26,9	26,9
olio vegetale idrotrattato da soia	22,1	22,1
olio vegetale idrotrattato da olio di palma	27,3	27,3

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO_2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO_2eq/MJ)**
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali*	0	0
olio vegetale puro da semi di colza	33,4	33,4
olio vegetale puro da semi di girasole	27,2	27,2
olio vegetale puro da soia	22,2	22,2
olio vegetale puro da olio di palma	27,1	27,1
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

* Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Tabella 2: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» – solo per le emissioni di N2O del suolo (esse sono già comprese nei valori disaggregati per le emissioni da coltivazione di cui alla Tabella 1)

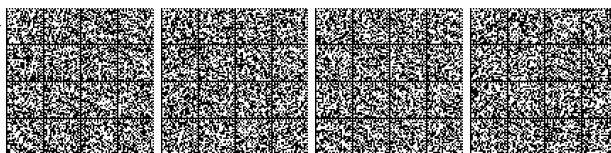
Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO2eq/MJ)**
etanolo da barbabietola da zucchero	4,9	4,9
etanolo da granturco	13,7	13,7
etanolo da altri cereali, escluso il granturco	14,1	14,1
etanolo da canna da zucchero	2,1	2,1
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	17,6	17,6
biodiesel da semi di girasole	12,2	12,2
biodiesel da soia	13,4	13,4
biodiesel da olio di palma	16,5	16,5
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali*	0	0
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	18,0	18,0
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	12,5	12,5
olio vegetale idrotrattato da soia	13,7	13,7
olio vegetale idrotrattato da olio di palma	16,9	16,9
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO2eq/MJ)**
olio idrotrattato da colatura di grassi animali*	0	0
olio vegetale puro da semi di colza	17,6	17,6
olio vegetale puro da semi di girasole	12,2	12,2
olio vegetale puro da soia	13,4	13,4
olio vegetale puro da olio di palma	16,5	16,5
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

* Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Tabella 3: Valori standard disaggregati per la lavorazione: «ep»

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO2eq/MJ)**
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	18,8	26,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	9,7	13,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	13,2	18,5
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	7,6	10,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	27,4	38,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	15,7	22,0
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile d processo in caldaie convenzionali)	20,8	29,1
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	14,8	20,8
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	28,6	40,1
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,8	2,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	21,0	29,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	15,1	21,1
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	30,3	42,5
Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto**	**Emissioni di gas a effetto**

	serra -valore tipico (gCO2eq/MJ)	**serra -valore standard (gCO2eq/MJ)**
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,5	2,2
etanolo da canna da zucchero	1,3	1,8
la frazione dell'etil-ter-butil-etere (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	Analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etere (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	Analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	11,7	16,3
biodiesel da semi di girasole	11,8	16,5
biodiesel da soia	12,1	16,9
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	30,4	42,6
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	13,2	18,5
biodiesel da oli di cottura esausti	9,3	13,0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	13,6	19,1
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	10,7	15,0
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	10,5	14,7
olio vegetale idrotrattato da soia	10,9	15,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	27,8	38,9
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	9,7	13,6
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	10,2	14,3
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	14,5	20,3

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO2eq/MJ)**
olio vegetale puro da semi di colza	3,7	5,2
olio vegetale puro da semi di girasole	3,8	5,4
olio vegetale puro da soia	4,2	5,9
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	22,6	31,7
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	4,7	6,5
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0,6	0,8

*I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

**Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Tabella 4: Valori standard disaggregati per l'estrazione dell'olio (già compresi nei valori disaggregati ai fini delle emissioni da lavorazione riportate nella Tabella C)

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
biodiesel da semi di colza	3,0	4,2
biodiesel da semi di girasole	2,9	4,0
biodiesel da soia	3,2	4,4
biodiesel da olio di palma (in impianti open pond)	20,9	29,2
biodiesel da olio di palma (processo con cattura metano all'oleificio)	3,7	5,1
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali*	4,3	6,1
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	3,1	4,4
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	3,0	4,1
olio vegetale idrotrattato da soia	3,3	4,6
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti open pond)	21,9	30,7
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura metano all'oleificio)	3,8	5,4
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali*	4,3	6,0
olio vegetale puro da semi di colza	3,1	4,4
olio vegetale puro da semi di girasole	3,0	4,2
olio vegetale puro da soia	3,4	4,7

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti open pond)	21,8	30,5
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura metano all'oleificio)	3,8	5,3
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

* Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione

Tabella 5: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «etd»

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,2	2,2
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da canna da zucchero	9,7	9,7

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
la frazione dell'etil-ter-butil-etere (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etere (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	1,8	1,8
biodiesel da semi di girasole	2,1	2,1
biodiesel da soia	8,9	8,9
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	6,9	6,9
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	6,9	6,9
biodiesel da oli di cottura esausti	1,9	1,9
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	1,6	1,6
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	1,7	1,7
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	2,0	2,0
olio vegetale idrotrattato da soia	9,2	9,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	7,0	7,0
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	7,0	7,0
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	1,7	1,7
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	1,5	1,5
olio vegetale puro da semi di colza	1,4	1,4
olio vegetale puro da semi di girasole	1,7	1,7

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
olio vegetale puro da soia	8,8	8,8
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	6,7	6,7
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	6,7	6,7
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	1,4	1,4

* I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

**Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

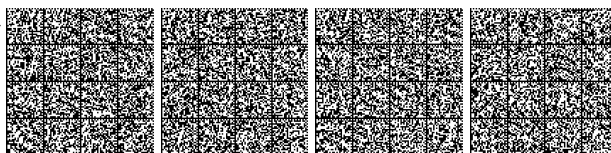



Tabella 6: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale.

I seguenti valori sono già compresi nei valori della Tabella 5 ma utilizzabili dall'operatore economico che intenda dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di cereali o di oli

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da canna da zucchero	6,0	6,0
la frazione dell'etil-ter-butil-etere (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etere (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	1,3	1,3
biodiesel da semi di girasole	1,3	1,3
biodiesel da soia	1,3	1,3
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,3	1,3
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,3	1,3
biodiesel da oli di cottura esausti	1,3	1,3
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	1,3	1,3
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da soia	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,2	1,2
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	1,2	1,2
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	1,2	1,2

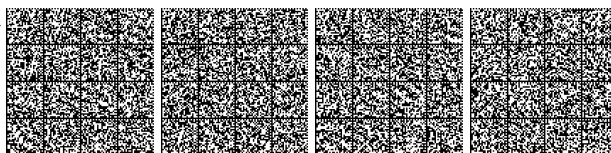
Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
olio vegetale puro da semi di colza	0,8	0,8
olio vegetale puro da semi di girasole	0,8	0,8
olio vegetale puro da soia	0,8	0,8
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	0,8	0,8
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	0,8	0,8
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0,8	0,8

* I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

** Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Tabella 7: Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	30,7	38,2
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	21,6	25,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	25,1	30,4
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	19,5	22,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	39,3	50,2
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	27,6	33,9
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	48,5	56,8
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	42,5	48,5
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	56,3	67,8
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	29,5	30,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	50,2	58,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	44,3	50,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	59,5	71,7
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	30,7	31,4
etanolo da canna da zucchero	28,1	28,6
Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto**	**Emissioni di gas a effetto**

	serra valore tipico (gCO2eq/MJ)	**serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
la frazione dell'etil-ter-butil-etere (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etere (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	45,5	50,1
biodiesel da semi di girasole	40,0	44,7
biodiesel da soia	42,2	47,0
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	63,3	75,5
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	46,1	51,4
biodiesel da oli di cottura esausti	11,2	14,9
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	15,2	20,7
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	45,8	50,1
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	39,4	43,6
olio vegetale idrotrattato da soia	42,2	46,5
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	62,1	73,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	44,0	47,9
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	11,9	16,0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	16,0	21,8
olio vegetale puro da semi di colza	38,5	40,0
olio vegetale puro da semi di girasole	32,7	34,3
olio vegetale puro da soia	35,2	36,9
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	56,4	65,5
Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto**	**Emissioni di gas a effetto**

	serra valore tipico (gCO2eq/MJ)	**serra valore tipico (gCO2eq/MJ)**
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	38,5	40,3
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	2,0	2,2

* I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

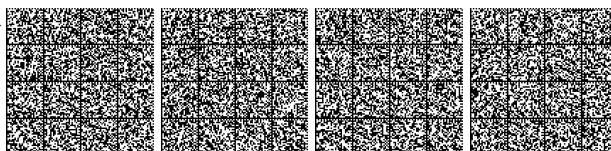
**Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione

E. Stima dei valori standard disaggregati per i futuri biocarburanti e bioliquidi non presenti sul mercato o presenti sul mercato solo in quantità trascurabili al 2016

Tabella 1: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» comprese le emissioni di N2O (compresa la truciolatura di residui di legno o legno coltivato)

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO_2eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO_2eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	1,8	1,8
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	3,3	3,3
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,2	8,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	3,3	3,3
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,2	8,2
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	3,1	3,1
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	7,6	7,6
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	3,1	3,1
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	7,6	7,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Tabella 2: Valori standard disaggregati per le emissioni di N2O del suolo (già incluse nei valori standard disaggregati per le emissioni da coltivazione nella Tabella 1)

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico** **(g CO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard** **(g CO2eq/MJ)**
Etanolo da paglia di cereali	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	4,4	4,4
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	4,4	4,4
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	4,1	4,1
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	4,1	4,1
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Tabella 3: Valori standard disaggregati per la lavorazione: «ep»

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO2eq/MJ)**
Etanolo da paglia di cereali	4,8	6,8
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0,1	0,1
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	0,1	0,1
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0,1	0,1
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	0,1	0,1
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	0	0
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Tabella 4: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «etd»

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO2eq/MJ)**
Etanolo da paglia di cereali	7,1	7,1
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	12,1	12,1
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	8,6	8,6
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	12,1	12,1
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	8,6	8,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,7	7,7
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,9	7,9
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,7	7,7
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,9	7,9
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

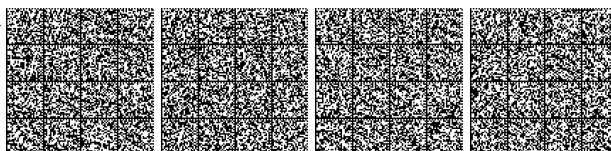
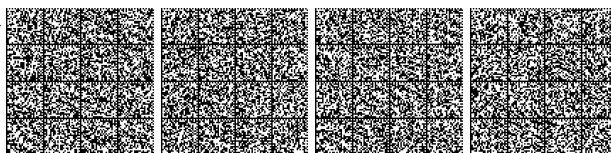



Tabella 5: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale.

Tali valori sono già compresi nei valori della Tabella 4 ma utilizzabili dall'operatore economico che intende dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di materie prime.

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico** **(g CO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard** **(g CO2eq/MJ)**
Etanolo da paglia di cereali	1,6	1,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	1,2	1,2
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	1,2	1,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	1,2	1,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	1,2	1,2
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	2,0	2,0
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	2,0	2,0
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	2,0	2,0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	2,0	2,0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Tabella 6: Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione del biocarburante	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO2eq/MJ)**
Etanolo da paglia di cereali	13,7	15,7
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	15,6	15,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	15,6	15,6
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	16,2	16,2
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	16,2	16,2
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,2	10,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,4	10,4
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,2	10,2
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,4	10,4
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

ALLEGATO VII – REGOLE PER IL CALCOLO DELL'IMPATTO DEI GAS A EFFETTO SERRA DEI COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E I RELATIVI COMBUSTIBILI FOSSILI DI RIFERIMENTO

A. Valori tipici e standard delle riduzioni dei gas a effetto serra per i combustibili da biomassa se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni

A1: Valori tipici e standard per i combustibili solidi da biomassa

Tabella 1: Trucioli di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	**Distanza di trasporto**	**Riduzione delle emissioni digas a effetto serra – Valore tipico**		**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard**	
		Energia termica	**Energia elettrica**	**Energia termica**	**Energia elettrica**
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	500-2.500 km	89 %	84 %	87 %	81 %
	2.500-10.000 km	82 %	73 %	78 %	67 %
	Superiore a 10.000 km	67 %	51 %	60 %	41 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2.500-10.000 km	77 %	65 %	73 %	60 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	89 %	83 %	87 %	81 %
	500-2.500 km	85 %	78 %	84 %	76 %
	2.500-10.000 km	78 %	67 %	74 %	62 %
	Superiore a 10.000 km	63 %	45 %	57 %	35 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	500-2.500 km	88 %	82 %	86 %	79 %
	2.500-10.000 km	80 %	70 %	77 %	65 %
	Superiore a 10.000 km	65 %	48 %	59 %	39 %
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	93 %	89 %	92 %	88 %
	500-2 500 km	90 %	85 %	88 %	82 %
	2 500-10 000 km	82 %	73 %	79 %	68 %
	Superiore a 10.000 km	67 %	51 %	61 %	42 %

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	**Distanza di trasporto**	**Riduzione delle emissioni digas a effetto serra – Valore tipico**		**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard**	
		Energia termica	**Energia elettrica**	**Energia termica**	**Energia elettrica**
Trucioli di legno da residui industriali	1-500 km	94 %	92 %	93 %	90 %
	500-2 500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	2 500-10 000 km	83 %	75 %	80 %	71 %
	Superiore a 10.000 km	69 %	54 %	63 %	44 %

Tabella 2: Pellet (*)

Sistema di produzione di combustibileda biomassa		**Distanza di trasporto**	**Riduzione delle emissionidi gas a effetto serra – Valore tipico**		**Riduzione delle emissionidi gas a effetto serra – Valore standard**	
			Energia termica	**Energia elettrica**	**Energia termica**	**Energia elettrica**
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali	Caso 1	1-500 km	58 %	37 %	49 %	24 %
		500-2.500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2.500-10.000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Superiore a 10.000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Caso 2	1-500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		500-2.500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		2.500-10.000 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		Superiore a 10.000 km	69 %	54 %	63 %	45 %
	Caso 3	1-500 km	92 %	88 %	90 %	85 %
		500-2.500 km	92 %	88 %	90 %	86 %
		2.500-10.000 km	90 %	85 %	88 %	81 %
		Superiore a 10.000 km	84 %	76 %	81 %	72 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	Caso 1	2.500-10.000 km	52 %	28 %	43 %	15 %
	Caso 2	2.500-10.000 km	70 %	56 %	66 %	49 %
	Caso 3	2.500-10.000 km	85 %	78 %	83 %	75 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		500-10.000 km	52 %	29 %	44 %	16 %
		Superiore a 10.000 km	47 %	21 %	37 %	7 %
	Caso 2	1-500 km	73 %	60 %	69 %	54 %
		500-10.000 km	71 %	57 %	67 %	50 %
		Superiore a 10.000 km	66 %	49 %	60 %	41 %
	Caso 3	1-500 km	88 %	82 %	87 %	81 %
		500 -10.000 km	86 %	79 %	84 %	77 %
		Superiore a 10.000 km	80 %	71 %	78 %	67 %

Sistema di produzione di combustibileda biomassa		**Distanza di trasporto**	**Riduzione delle emissionidi gas a effetto serra – Valore tipico**		**Riduzione delle emissionidi gas a effetto serra – Valore standard**	
			Energia termica	**Energia elettrica**	**Energia termica**	**Energia elettrica**
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	56 %	35 %	48 %	23 %
		500-10.000 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		Superiore a 10.000 km	49 %	24 %	40 %	10 %
	Caso 2	1-500 km	76 %	64 %	72 %	58 %
		500 -10.000 km	74 %	61 %	69 %	54 %
		Superiore a 10.000 km	68 %	53 %	63 %	45 %
	Caso 3	1-500 km	91 %	86 %	90 %	85 %
		500-10.000 km	89 %	83 %	87 %	81 %
		Superiore a 10.000 km	83 %	75 %	81 %	71 %
Corteccia d'albero	Caso 1	1-500 km	57 %	37 %	49 %	24 %
		500-2.500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2.500-10.000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Superiore a 10.000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Caso 2	1-500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		500-2.500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		2.500-10.000 km	75 %	63 %	70 %	56 %
		Superiore a 10.000 km	70 %	55 %	64 %	46 %
	Caso 3	1-500 km	92 %	88 %	91 %	86 %
		500-2.500 km	92 %	88 %	91 %	87 %
		2.500-10.000 km	90 %	85 %	88 %	83 %
		Superiore a 10.000 km	84 %	77 %	82 %	73 %

Sistema di produzione di combustibile da biomassa		**Distanza di trasporto**	**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico**		**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard**	
			Energia termica	**Energia elettrica**	**Energia termica**	**Energia elettrica**
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali	Caso 1	1-500 km	75 %	62 %	69 %	55 %
		500-2.500 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		2.500-10.000 km	72 %	59 %	67 %	51 %
		Superiore a 10.000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
	Caso 2	1-500 km	87 %	80 %	84 %	76 %
		500-2.500 km	87 %	80 %	84 %	77 %
		2.500-10.000 km	85 %	77 %	82 %	73 %
		Superiore a 10.000 km	79 %	69 %	75 %	63 %
	Caso 3	1-500 km	95 %	93 %	94 %	91 %
		500-2.500 km	95 %	93 %	94 %	92 %
		2.500-10.000 km	93 %	90 %	92 %	88 %
		Superiore a 10.000 km	88 %	82 %	85 %	78 %

(*)

- l caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.
- Il caso 2 si riferisce ai processi in cui una caldaia alimentata con trucioli di legno preessiccati è utilizzata per fornire il calore diprocesso. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.
- Il caso 3 si riferisce ai processi in cui un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno preessiccati è utilizzato per fornire energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.

Tabella 3: Filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	**Distanza di trasporto**	**Riduzione delle emissioni digas a effetto serra – Valore tipico**		**Riduzione delle emissioni digas a effetto serra – Valore standard**	
		Energia termica	**Energia elettrica**	**Energia termica**	**Energia elettrica**
Residui agricoli con densità <0,2 t/m³ (*)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
	500-2.500 km	89 %	83 %	86 %	80 %
	2.500-10.000 km	77 %	66 %	73 %	60 %
	Superiore a 10.000 km	57 %	36 %	48 %	23 %
Residui agricoli con densità >0,2 t/m³ (**)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
	500-2.500 km	93 %	89 %	92 %	87 %
	2.500-10.000 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	Superiore a 10.000 km	78 %	68 %	74 %	61 %
Paglia in pellet	1-500 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	500-10.000 km	86 %	79 %	83 %	74 %
	Superiore a 10.000 km	80 %	70 %	76 %	64 %
Bricchetti di bagassa	500-10.000 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	Superiore a 10.000 km	87 %	81 %	85 %	77 %
Farina di palmisti	Superiore a 10.000 km	20 %	-18 %	11 %	– 33 %
Farina di palmisti (senza emissioni di CH_4 provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	46 %	20 %	42 %	14 %

(*) Questo gruppo di materiali comprende i residui agricoli a bassa densità apparente tra cui materiali come balle di paglia, lolla diriso, pula di avena e balle di bagassa della canna da zucchero (elenco non esaustivo).

(**) Il gruppo di residui agricoli a maggiore densità apparente include materiali come tutoli di mais, gusci di noce, baccelli di soia, guscidi palmisti (elenco non esaustivo).

A2: Valori tipici e standard per i combustibili gassosi da biomassa

Tabella 1: Biogas per la produzione di energia elettrica(*)

Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame umido (1)	Caso 1	Digestato scoperto (2)	146 %	94 %
		Digestato coperto (3)	246 %	240 %
	Caso 2	Digestato scoperto	136 %	85 %
		Digestato coperto	227 %	219 %
	Caso 3	Digestato scoperto	142 %	86 %
		Digestato coperto	243 %	235 %
Pianta intera del granturco (4)	Caso 1	Digestato scoperto	36 %	21 %
		Digestato coperto	59 %	53 %
	Caso 2	Digestato scoperto	34 %	18 %
		Digestato coperto	55 %	47 %
	Caso 3	Digestato scoperto	28 %	10 %
		Digestato coperto	52 %	43 %
Biorifiuti	Caso 1	Digestato scoperto	47 %	26 %
		Digestato coperto	84 %	78 %
	Caso 2	Digestato scoperto	43 %	21 %
		Digestato coperto	77 %	68 %
	Caso 3	Digestato scoperto	38 %	14 %
		Digestato coperto	76 %	66 %

(*)

- Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica e termica necessarie al processo di produzione sono fornite dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso.
- Il caso 2 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo viene fornito dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori non sono autorizzati a chiedere sovvenzioni per la produzione lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.
- Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo viene fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trova in loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano

(1) I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovuta alla gestione del letame non trattato. Il valore di e_{sca} considerato è pari a – 45 g CO_{2eq}/MJ di letame utilizzato nella digestione anaerobica.

(2) Lo stoccaggio scoperto di digestato comporta ulteriori emissioni di CH_4 e N_2O. L'entità di tali emissioni varia a seconda delle condizioni ambientali, dei tipi di substrato e dell'efficienza del processo di digestione.

(3) Lo stoccaggio coperto significa che il digestato derivante dal processo di digestione è stoccato in un serbatoio a tenuta di gas e si considera che il biogas in eccesso liberato durante lo stoccaggio sia recuperato per la produzione di ulteriore energia elettrica o biometano. Nessuna emissione di gas a effetto serra è inclusa in tale processo.

(4) Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.

Tabella 2: Biogas per la produzione di energia elettrica – miscele di letame e di granturco

Sistema di produzione di biogas		**Soluzione tecnologica**	**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico**	**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard**
Letame — Granturco 80 % - 20 %	Caso 1	Digestato scoperto	72 %	45 %
		Digestato coperto	120 %	114 %
	Caso 2	Digestato scoperto	67 %	40 %
		Digestato coperto	111 %	103 %
	Caso 3	Digestato scoperto	65 %	35 %
		Digestato coperto	114 %	106 %
Letame — Granturco 70 % - 30 %	Caso 1	Digestato scoperto	60 %	37 %
		Digestato coperto	100 %	94 %
	Caso 2	Digestato scoperto	57 %	32 %
		Digestato coperto	93 %	85 %
	Caso 3	Digestato scoperto	53 %	27 %
		Digestato coperto	94 %	85 %
Letame — Granturco 60 % - 40 %	Caso 1	Digestato scoperto	53 %	32 %
		Digestato coperto	88 %	82 %
	Caso 2	Digestato scoperto	50 %	28 %
		Digestato coperto	82 %	73 %
	Caso 3	Digestato scoperto	46 %	22 %
		Digestato coperto	81 %	72 %

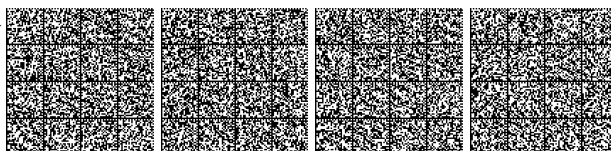



Tabella 3: Biometano per trasporti(*)

Sistema di produzione di biometano	**Soluzioni tecnologiche**	**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico**	**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard**
Letame umido	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	117 %	72 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	133 %	94 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	190 %	179 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	206 %	202 %
Pianta intera del granturco	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	35 %	17 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	51 %	39 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	52 %	41 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	68 %	63 %
Biorifiuti	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	43 %	20 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	59 %	42 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	70 %	58 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	86 %	80 %

(*) Le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra relative al biometano si riferiscono solo al biometano compresso rispetto al carburante fossile per trasporti di riferimento pari a 94 g CO_{2eq}/MJ.

Tabella 4: Biometano per trasporti- miscele di letame e granturco (*)

Sistema di produzione di biometano	**Soluzioni tecnologiche**	**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico**	**Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard**
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico[11]	62 %	35 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico[12]	78 %	57 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	97 %	86 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	113 %	108 %
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	53 %	29 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	69 %	51 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	83 %	71 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	99 %	94 %
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	48 %	25 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	64 %	48 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	74 %	62 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	90 %	84 %

(*) Le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra relative al biometano si riferiscono solo al biometano compresso rispetto al carburante fossile per trasporti di riferimento pari a 94 g CO_{2eq}/MJ.

[11] Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

[12] Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

B. Metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra

Parte A. Gas ad effetto serra

I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del calcolo di cui alla lettera B sono: CO_2, N_2O e CH_4.

Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO_2, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

- CO_2 = 1;
- N_2O = 298;
- CH_4 = 25.

Parte B. Calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra durante il ciclo di vita

1. Formula di calcolo

Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di combustibili da biomassa sono calcolate secondo la seguente formula:

a) Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di combustibili da biomassa prima della conversione in energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento sono calcolate secondo la seguente formula:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr},$$

dove:

E = totale delle emissioni derivanti dalla produzione del combustibile prima della conversione di energia;
$\mathbf{e_{ec}}$ = emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;
$\mathbf{e_l}$ = emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;
$\mathbf{e_p}$ = emissioni derivanti dalla lavorazione;
$\mathbf{e_{td}}$ = emissioni derivanti dal trasporto e Dalla distribuzione;
$\mathbf{e_u}$ = emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;
$\mathbf{e_{sca}}$ = riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;
$\mathbf{e_{ccs}}$ = riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO_2; e
$\mathbf{e_{ccr}}$ = riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO_2.

Non si tiene conto delle emissioni dovute alla produzione di macchinari e apparecchiature.

b) In caso di codigestione di diversi substrati utilizzati in un impianto di produzione di biogas per la produzione di biogas o biometano i valori tipici e standard delle emissioni di gas a effetto serra sono calcolati come segue:

$$E = \sum_1^n E_n * S_n$$

dove:

E = le emissioni di gas a effetto serra per MJ di biogas o biometano da codigestione della

definita miscela di substrati;
S_n = quota di materie prime n nel contenuto energetico;
E_n = le emissioni espresse in g CO_2/MJ per la filiera n come indicato nella parte D del presente Allegato (*).

$$Sn = \frac{P_n \cdot W_n}{\sum_1^n W_n}$$

dove:

P_n = rendimento energetico [MJ] per chilogrammo di input umido di materie prime n(**);
W_n = fattore di ponderazione di substrato n definito come:

$$Wn = \frac{I_n}{\sum_1^n I_n}\left(\frac{1-AM_n}{1-SM_n}\right)$$

dove:

I_n = input annuale al digestore di substrato n [tonnellata di materia fresca];
AM_n = umidità media annua del substrato n [kg acqua/kg di materia fresca];
SM_n = umidità standard per il substrato n (***).

(*) Per il letame animale utilizzato come substrato, un bonus di 45 g CO2eq/MJ di letame (– 54 kg CO2eq/t di materia fresca) è aggiunto per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame.

(**) I seguenti valori di Pn sono utilizzati per calcolare i valori standard e i valori tipici:

- P(Granturco): 4,16 [MJbiogas/kg granturco umido @ 65 % umidità];
- P(Letame): 0,50 [MJbiogas/kg letame umido @ 90 % umidità];
- P(Biorifiuti): 3,41 [MJbiogas/kg biorifiuti umidi @ 76 % umidità].

(***) I seguenti valori di umidità standard per il substrato SMn sono utilizzati:

- SM(Granturco): 0,65 [kg acqua/kg di materia fresca];
- SM(Letame): 0,90 [kg acqua/kg di materia fresca];
- SM(Biorifiuti): 0,76 [kg acqua/kg di materia fresca].

c) Nel caso di codigestione di n substrati in un impianto a biogas per la produzione di energia elettrica o biometano, le emissioni effettive di gas a effetto serra di biogas e biometano sono calcolate come segue:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot (e_{ec,n} + e_{td,\ materia\ prima,\ n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,\ prodotto} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

dove:

E = totale delle emissioni derivanti dalla produzione di biogas o biometano prima della conversione di energia;
S_n = la quota di materie prime n, in frazione di input al digestore;
$e_{ec,n}$ = le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime n;
$e_{td,\ materia\ prima,\ n}$ = le emissioni derivanti dal trasporto di materie prime n al digestore;
$e_{l,n}$ = le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, per la materia prima n;
e_{sca} = la riduzione delle emissioni grazie a una migliore gestione agricola delle materie prime n (*);

e_p = le emissioni derivanti dalla lavorazione;
$e_{td,prodotto}$ = le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione di biogas e/o biometano;
e_u = le emissioni derivanti dal combustibile al momento dell'uso, ossia i gas a effetto serra emessi durante la combustione;
e_{ccs} = le riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro dell'anidride carbonica;
e_{ccr} = la riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione dell'anidride carbonica.

(*) Per l'esca un bonus di 45 g CO2 eq/MJ di letame viene attribuito per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame se il letame animale è usato come substrato per la produzione di biogas e biometano.

d) Le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di combustibili da biomassa per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento, compresa la conversione energetica in energia elettrica e/o calore o freddo, sono calcolate come segue:

i. per impianti di energia che producono solo energia termica:

$$ECh = \frac{E}{\eta_h}$$

ii. per impianti di energia che producono solo energia elettrica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

dove:

$ECh_{,el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale;
E = totale delle emissioni di gas a effetto serra del combustibile prima della conversione finale;
η_{el} = l'efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile, in base al suo contenuto energetico;
η_h = l'efficienza termica, definita come l'energia termica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile, in base al suo contenuto energetico.

iii. Per l'energia elettrica o meccanica da impianti che producono calore utile assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}\left(\frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h}\right)$$

iv. Per l'energia termica utile da impianti che producono calore assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}\left(\frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h}\right)$$

dove:

$EC_{h,el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale;
E= totale delle emissioni di gas a effetto serra del bioliquido prima della conversione finale;

η_{el} = efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico;
η_{h} = efficienza termica, definita come il calore utile prodotto annualmente diviso per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico;
C_{el} = frazione di exergia nell'energia elettrica, e/o meccanica, fissata al 100 % (Cel = 1).
C_{h} = rendimento di Carnot (frazione di exergia nel calore utile);

Il rendimento di Carnot, C_h, per il calore utile a diverse temperature è definito come segue:

$$C_h = (T_h - T_0)/ T_h$$

dove

T_h = temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura;
T_0 = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C).

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, ad una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin), Ch può, in alternativa, essere definito come segue:

C_h = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546.

Ai fini del presente calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- «cogenerazione» la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
- «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica, indipendentemente dal fatto che l'energia termica venga utilizzata per l'effettivo riscaldamento o raffrescamento[13].

2. Unità di misura utilizzate e fattori di conversione

Le emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa sono espresse come segue:

a) le emissioni di gas a effetto serra derivanti da combustibili da biomassa, E, sono espresse in grammi equivalenti di CO_2 per MJ di combustibile da biomassa (g CO_{2eq}/MJ);
b) le emissioni di gas a effetto serra da riscaldamento o energia elettrica, prodotti da combustibili da biomassa, EC, sono espresse in termini di grammi equivalenti di CO_2 per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica), (gCO_{2eq}/MJ).

[13] Il calore o il calore di scarto è utilizzato per generare il raffrescamento (aria o acqua raffrescata) attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento. Pertanto, è opportuno calcolare soltanto le emissioni associate al calore prodotto per MJ di calore, indipendentemente dal fatto che la destinazione finale del calore sia il riscaldamento o raffrescamento effettivo attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento.

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, eec, sono espresse in unità g $CO2_{eq}$/t di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di CO2 per MJ di carburante, g $CO2_{eq}$/MJ, è calcolata come segue:

$$Eeccombustibile_a \left[\frac{gCO_2eq}{MJ\ combustibile}\right] = \frac{e_{ec}materia\ prima_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{solida}}\right]}{LHV_a \left(\frac{MJ\ materia\ prima}{t\ materia\ prima\ solida}\right)} Fattore\ materia\ prima\ combustibile_a * Fattore\ attribuzione\ combustibile_a$$

Dove:

Fattore attribuzione combustibile$_a$ = $\left[\frac{Energia\ nel\ combustibile}{Energia\ nel\ combustibile+energia\ nei\ coprodotti}\right]$

Fattore materia prima combustibile$_a$ = [*Rapporto MJ materia prima necessaria per ottenere* 1 *MJ di combustibile*]

Le emissioni per tonnellata di materia prima solida sono calcolate come segue:

$$e_{ec}\text{materia prima}_a = \left[\frac{gCO_2eq}{t_{solida}}\right] = \frac{e_{ec}\text{materia prima}_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{umida}}\right]}{(1-tenore\ umidità)}$$

La formula per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec}, descrive i casi in cui la materia prima è convertita in biocombustibile in un'unica fase. Per le catene di approvvigionamento più complesse, sono necessari adeguamenti per calcolare le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec}, per i prodotti intermedi.

3. Precisazioni formula di cui al punto 1

a) E_{ec}: emissioni provenienti dalla produzione di materia prima coltivata

Le emissioni derivanti dall'estrazione, raccolta o coltivazione delle materie prime, eec, comprendono le emissioni derivanti dal processo stesso di estrazione, coltivazione o raccolta; dalla raccolta, essiccazione e conservazione delle materie prime, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche o prodotti utilizzati nell'estrazione o nella coltivazione. Non si tiene conto della cattura di CO2 nella coltivazione delle materie prime. La stima delle emissioni derivanti dalla coltivazione di biomassa agricola può essere desunta dalle medie regionali per le emissioni da coltivazione incluse nelle relazioni di cui all'articolo 44, comma 2, o dalle informazioni sui valori standard disaggregati delle emissioni da coltivazione inclusi nel presente Allegato, in alternativa all'uso dei valori effettivi. In assenza di informazioni pertinenti in tali relazioni è consentito calcolare medie con riferimento alle pratiche agricole basate, ad esempio, sui dati di un gruppo di aziende, in alternativa all'uso dei valori effettivi.

Le stime delle emissioni derivanti dalla coltivazione e dalla raccolta di biomassa forestale possono essere ricavate dalle medie calcolate per le emissioni dalla coltivazione e dalla raccolta per aree geografiche a livello nazionale, in alternativa all'uso dei valori effettivi.

b) E_{sca} : riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

Le riduzioni di emissioni rese possibili da una migliore gestione agricola esca, come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, una migliore rotazione delle colture, l'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e l'utilizzo di ammendanti

organici (ad es. compost, digestato della fermentazione del letame), sono prese in considerazione solo se sono forniti elementi di prova attendibili e verificabili che il carbonio nel suolo è aumentato o che è ragionevole attendersi che sia aumentato nel periodo di coltura delle materie prime considerate tenendo conto anche delle emissioni laddove tali pratiche comportino un maggiore impiego di erbicidi e fertilizzanti. Tali elementi di prova possono essere costituiti da misurazioni del carbonio nel suolo, ad esempio con una prima misurazione anteriormente alla coltivazione e misurazioni successive a intervalli regolari a distanza di anni. In tale caso, prima che la seconda misurazione sia disponibile, l'aumento del carbonio nel suolo sarebbe stimato sulla base di esperimenti rappresentativi o di modelli di suolo. A partire dalla seconda misurazione le misurazioni costituirebbero la base per la determinazione dell'esistenza di un aumento del carbonio nel suolo e della sua entità.

c) e_l: emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni

Le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, el, sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni. Per il calcolo di dette emissioni, si applica la seguente formula:

$$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B$$ [14]

dove:

e_l = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (espresse in massa equivalente di CO_2 per unità di energia prodotta dal combustibile da biomassa). I «terreni coltivati»[15] e le «colture perenni»[16] sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;

CS_R = le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione) calcolato in linea con gli atti normativi europei[17]. La destinazione di riferimento del terreno è la destinazione del terreno nel gennaio 2008 o 20 anni prima dell'ottenimento delle materie prime, se quest'ultima data è posteriore;

CS_A = le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione) calcolato in linea con gli atti normativi europei[18]. Nel caso in cui le scorte di carbonio si accumulino per oltre un anno, il valore attribuito al CSA è il valore stimato per

---

[14] Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO2 (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664.

[15] Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC);

[16] Colture pluriennali il cui peduncolo non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio

[17] Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l'energia e recante la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.

[18] Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l'energia e recante la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.

unità di superficie dopo 20 anni o quando le colture giungono a maturazione, se quest'ultima data è anteriore;

P = la produttività delle colture (misurata come quantità di energia ottenuta dal combustibile da biomassa per unità di superficie all'anno); e

$\mathbf{e_B}$ = bonus di 29 g CO_{2eq}/MJ di combustibile da biomassa se la biomassa è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati, applicabile nel caso in presenza di elementi che dimostrino che il terreno in questione:

a) non era utilizzato per attività agricole o di altro tipo nel gennaio 2008; e
b) è pesantemente degradato[19], compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO_{2eq}/MJ si applica per un periodo massimo di 20 anni a decorrere dalla data di conversione del terreno ad uso agricolo purché, per i terreni di cui alla lettera b), siano assicurate la crescita regolare delle scorte di carbonio e la rilevante riduzione dell'erosione.

d) e_p: emissioni derivanti dalla lavorazione

Le emissioni derivanti dalla lavorazione, ep, includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione, incluse le emissioni di CO2 corrispondenti al contenuto di carbonio degli input fossili, che siano o meno effettivamente bruciati nel processo.

Nel calcolo del consumo di energia elettrica non prodotta all'interno dell'unità di produzione del combustibile solido o gassoso da biomassa, l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica viene ipotizzata uguale all'intensità media delle emissioni dovute alla produzione e alla distri- buzione di energia elettrica in una data regione. In deroga a questa regola, per l'energia elettrica prodotta in un dato impianto di produzione elettrica non collegato alla rete elettrica i produttori possono utilizzare un valore medio.

Le emissioni derivanti dalla lavorazione comprendono le emissioni derivanti dall'essiccazione di prodotti e materiali intermedi, se del caso.

e) e_{td}: emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e_{td}, comprendono le emissioni generate dal trasporto delle materie prime e dei prodotti semilavorati, e dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei prodotti finiti. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione considerate alla lettera a) non sono disciplinate dal presente punto.

f) e_u: emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni di CO_2 derivanti dal combustibile al momento dell'uso, e_u, sono considerate pari a zero per i combustibili da biomassa. Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO_2 (CH_4 e N_2O) derivanti dal combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u.

g) e_{ccs}: riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO_2

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico di CO_2, e_{ccs}, che non è già stata

[19] Per «terreni pesantemente degradati» s'intendono terreni che sono da tempo fortemente salini o il cui tenore di materie organiche è particolarmente basso e la cui erosione è particolarmente forte.

computata in e_p, è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO2 emessa, direttamente collegata all'estrazione, al trasporto, alla lavorazione e alla distribuzione del combustibile da biomassa, se lo stoccaggio rispetta i requisiti posti dalla direttiva 2009/31/CE.

h) e_{ccr}: riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO_2

La riduzione delle emissioni da cattura e sostituzione di CO_2, e_{ccr}, è direttamente collegata alla produzione di combustibile da biomassa al quale le emissioni sono attribuite, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura di CO_2 il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato in sostituzione della CO_2 ascrivibile ai combustibili fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali.

i) allocazione emissioni in caso di cogenerazione

Quando un'unità di cogenerazione – che fornisce calore e/o energia elettrica a un processo di produzione di combustibile da biomassa le cui emissioni sono calcolate - produce energia elettrica e/o calore utile in eccesso, le emissioni di gas a effetto serra sono suddivise tra l'energia elettrica e il calore utile a seconda della temperatura del calore (che riflette l'utilità del calore). La parte utile del calore è ottenuta moltiplicando il suo contenuto energetico per il rendimento di Carnot, C_h, calcolato come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dove:

$\mathbf{T_h}$ = la temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura;

$\mathbf{T_0}$ = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C).

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, a una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin), Ch può, in alternativa, essere definito come segue:

$\mathbf{C_h}$ = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Ai fini di tale calcolo sono applicati i rendimenti effettivi, definiti come le quantità annua di energia meccanica, elettrica e termica prodotte divise rispettivamente per l'energia annua immessa.

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
- «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato

Nel caso di combustibili prodotti in raffinerie, diversi dalla combinazione degli impianti di trasformazione con caldaie o unità di cogenerazione che forniscono energia termica e/o energia elettrica all'impianto di trasformazione, l'unità di analisi ai fini del calcolo è la raffineria.

l) allocazione in caso di produzione contemporanea di più prodotti

Quando nel processo di produzione di combustibile sono prodotti, in combinazione, il combustibile per il quale sono calcolate le emissioni e uno o più altri prodotti («co-prodotti»), le emissioni di gas a effetto serra sono divise tra il combustibile o il prodotto intermedio e i co-prodotti proporzionalmente al loro contenuto energetico (determinato dal potere calorifico inferiore nel caso di co-prodotti diversi dall'energia elettrica e dal calore). L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica o del calore utile in eccesso è uguale all'intensità delle emissioni di gas a effetto serra fornita al processo di produzione di combustibile ed è determinata dal calcolo dell'intensità di gas a effetto serra di tutti gli input e le emissioni, comprese le materie prime e le emissioni di CH_4 e N_2O, da e verso l'unità di cogenerazione, caldaia o altro apparato che fornisce calore o energia elettrica al processo di produzione di combustibile. In caso di cogenerazione di energia elettrica e di energia termica il calcolo viene eseguito in applicazione di quanto previsto alla lettera i).

Ai fini del calcolo, le emissioni da dividere sono: eec + e l + esca + le frazioni di e p, e td, eccs, ed eccr che intervengono fino alla fase, e nella fase stessa, del processo di produzione nella quale il co-prodotto è fabbricato. Se sono state attribuite emissioni a co-prodotti in precedenti fasi del processo nel ciclo di vita, in sostituzione del totale delle emissioni si utilizza solo la frazione delle emissioni attribuita nell'ultima fase del processo prima del prodotto combustibile intermedio. Nel caso del biogas e del biometano, ai fini di tale calcolo sono presi in considerazione tutti i co-prodotti che non sono contemplati dalla lettera c). Nessuna emissione è attribuita ai rifiuti e ai residui. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo.

m) calcolo emissioni in caso di rifiuti e residui

Rifiuti e residui, compresi fronde e rami degli alberi, paglia, lolla, tutoli e gusci, e i residui della lavorazione, compresa la glicerina grezza (glicerina non raffinata) e bagasse, sono considerati materiali a zero emissioni di gas a effetto serra durante il ciclo di vita fino al processo di raccolta degli stessi, a prescindere dal fatto che essi sono trasformati in prodotti intermedi prima di essere trasformati in prodotto finito.

Parte C. Risparmio delle emissioni

La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa è calcolata secondo la seguente formula:

a) la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa usati come carburanti:

$$RIDUZIONE = (E_F(t) – E_B) / E_F(t)$$

dove:

$\mathbf{E_B}$ = totale delle emissioni derivanti da combustibili da biomassa usati come carburanti per il trasporto; e

$\mathbf{E_F(t)}$ = totale delle emissioni derivanti dal carburante fossile di riferimento per trasporti.

b) la riduzione di emissioni di gas a effetto serra da calore e raffrescamento, ed energia elettrica prodotti da combustibili da biomassa:

$$RIDUZIONE = (ECF(h\&c,el) – ECB(h\&c,el))/ECF (h\&c,el),$$

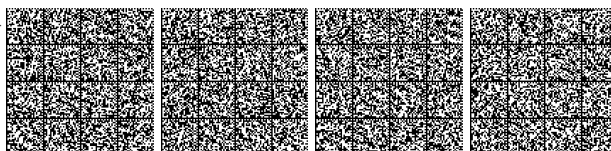
dove:

ECB(h&c,el) = totale delle emissioni derivanti dal calore o energia elettrica;
ECF(h&c,el) = totale delle emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento per il calore utile o l'energia elettrica.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di energia elettrica, il valore del combustibile fossile di riferimento ECF(el) è 183 g CO_{2eq}/MJ di energia elettrica o 212 g CO_{2eq}/MJ di energia elettrica per le regioni ultraperiferiche.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di calore utile a scopo di riscaldamento e/o raffrescamento, il valore del combustibile fossile di riferimento ECF(h) è 80 g CO_{2eq}/MJ di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di calore utile, laddove può essere comprovata una sostituzione fisica diretta del carbone, il valore del combustibile fossile di riferimento ECF(h) è 124 g CO_{2eq}/MJ di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati per il trasporto, il valore del combustibile fossile di riferimento ECF(t) è 94 g CO_{2eq}/MJ.

C. **Valori standard disaggregati per i combustibili da biomassa**

C1: Valori standard disaggregati per i combustibili solidi da biomassa

Tabella 1: Trucioli di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO_2eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO_2eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO_2 derivantidal combusti-bile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO_2derivanti dal combustibile utilizzato
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	0,0	1,6	3,0	0,4	0,0	1,9	3,6	0,5
	500-2.500 km	0,0	1,6	5,2	0,4	0,0	1,9	6,2	0,5
	2.500-10.000 km	0,0	1,6	10,5	0,4	0,0	1,9	12,6	0,5
	Superiore a 10.000 km	0,0	1,6	20,5	0,4	0,0	1,9	24,6	0,5
Trucioli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (eucalipto)	2.500-10.000 km	4,4	0,0	11,0	0,4	4,4	0,0	13,2	0,5
Trucioli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	3,9	0,0	3,5	0,4	3,9	0,0	4,2	0,5
	500-2.500 km	3,9	0,0	5,6	0,4	3,9	0,0	6,8	0,5
	2.500-10.000 km	3,9	0,0	11,0	0,4	3,9	0,0	13,2	0,5
	Superiore a 10.000 km	3,9	0,0	21,0	0,4	3,9	0,0	25,2	0,5
Trucioli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	2,2	0,0	3,5	0,4	2,2	0,0	4,2	0,5
	500-2.500 km	2,2	0,0	5,6	0,4	2,2	0,0	6,8	0,5
	2.500-10.000 km	2,2	0,0	11,0	0,4	2,2	0,0	13,2	0,5
	Superiore a 10.000 km	2,2	0,0	21,0	0,4	2,2	0,0	25,2	0,5

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	**Distanza di trasporto**	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico(g CO_2eq/MJ)**				**Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard(g CO_2eq/MJ)**			
		Coltivazione	**Lavorazione**	**Trasporti**	**Emissioni diverse dal CO_2 derivantidal combusti-bile utilizzato**	**Coltivazione**	**Lavorazione**	**Trasporti**	**Emissioni diverse dal CO_2derivanti dal combustibile utilizzato**
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	1,1	0,3	3,0	0,4	1,1	0,4	3,6	0,5
	500-2.500 km	1,1	0,3	5,2	0,4	1,1	0,4	6,2	0,5
	2.500-10.000 km	1,1	0,3	10,5	0,4	1,1	0,4	12,6	0,5
	Superiore a 10.000 km	1,1	0,3	20,5	0,4	1,1	0,4	24,6	0,5
Trucioli di legno da residui legnosi industriali	1-500 km	0,0	0,3	3,0	0,4	0,0	0,4	3,6	0,5
	500-2.500 km	0,0	0,3	5,2	0,4	0,0	0,4	6,2	0,5
	2.500-10.000 km	0,0	0,3	10,5	0,4	0,0	0,4	12,6	0,5
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,3	20,5	0,4	0,0	0,4	24,6	0,5

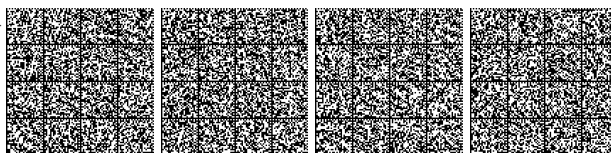



Tabella 2: Bricchetti o pellet di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico(gCO_2eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard(gCO_2eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	0,0	25,8	2,9	0,3	0,0	30,9	3,5	0,3
	500-2.500 km	0,0	25,8	2,8	0,3	0,0	30,9	3,3	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	25,8	4,3	0,3	0,0	30,9	5,2	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	25,8	7,9	0,3	0,0	30,9	9,5	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2)	1-500 km	0,0	12,5	3,0	0,3	0,0	15,0	3,6	0,3
	500-2.500 km	0,0	12,5	2,9	0,3	0,0	15,0	3,5	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	12,5	4,4	0,3	0,0	15,0	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	12,5	8,1	0,3	0,0	15,0	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3)	1-500 km	0,0	2,4	3,0	0,3	0,0	2,8	3,6	0,3
	500-2.500 km	0,0	2,4	2,9	0,3	0,0	2,8	3,5	0,3
	2 500-10.000 km	0,0	2,4	4,4	0,3	0,0	2,8	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	2,4	8,2	0,3	0,0	2,8	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 1)	2.500-10.000 km	3,9	24,5	4,3	0,3	3,9	29,4	5,2	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 2)	2.500-10.000 km	5,0	10,6	4,4	0,3	5,0	12,7	5,3	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 3)	2.500-10.000 km	5,3	0,3	4,4	0,3	5,3	0,4	5,3	0,3

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO_2eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (gCO_2eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 1)	1-500 km	3,4	24,5	2,9	0,3	3,4	29,4	3,5	0,3
	500-10.000 km	3,4	24,5	4,3	0,3	3,4	29,4	5,2	0,3
	Superiore a 10.000 km	3,4	24,5	7,9	0,3	3,4	29,4	9,5	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 2)	1-500 km	4,4	10,6	3,0	0,3	4,4	12,7	3,6	0,3
	500-10.000 km	4,4	10,6	4,4	0,3	4,4	12,7	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	4,4	10,6	8,1	0,3	4,4	12,7	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 3)	1-500 km	4,6	0,3	3,0	0,3	4,6	0,4	3,6	0,3
	500-10.000 km	4,6	0,3	4,4	0,3	4,6	0,4	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	4,6	0,3	8,2	0,3	4,6	0,4	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 1)	1-500 km	2,0	24,5	2,9	0,3	2,0	29,4	3,5	0,3
	500-2.500 km	2,0	24,5	4,3	0,3	2,0	29,4	5,2	0,3
	2.500-10.000 km	2,0	24,5	7,9	0,3	2,0	29,4	9,5	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato— caso 2)	1-500 km	2,5	10,6	3,0	0,3	2,5	12,7	3,6	0,3
	500-10.000 km	2,5	10,6	4,4	0,3	2,5	12,7	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	2,5	10,6	8,1	0,3	2,5	12,7	9,8	0,3

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico(g CO_2eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard(g CO_2eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato— caso 3)	1-500 km	2,6	0,3	3,0	0,3	2,6	0,4	3,6	0,3
	500-10.000 km	2,6	0,3	4,4	0,3	2,6	0,4	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	2,6	0,3	8,2	0,3	2,6	0,4	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 1)	1-500 km	1,1	24,8	2,9	0,3	1,1	29,8	3,5	0,3
	500-2.500 km	1,1	24,8	2,8	0,3	1,1	29,8	3,3	0,3
	2.500-10.000 km	1,1	24,8	4,3	0,3	1,1	29,8	5,2	0,3
	Superiore a 10.000 km	1,1	24,8	7,9	0,3	1,1	29,8	9,5	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 2)	1-500 km	1,4	11,0	3,0	0,3	1,4	13,2	3,6	0,3
	500-2.500 km	1,4	11,0	2,9	0,3	1,4	13,2	3,5	0,3
	2 500-10.000 km	1,4	11,0	4,4	0,3	1,4	13,2	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	1,4	11,0	8,1	0,3	1,4	13,2	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 3)	1-500 km	1,4	0,8	3,0	0,3	1,4	0,9	3,6	0,3
	500-2.500 km	1,4	0,8	2,9	0,3	1,4	0,9	3,5	0,3
	2.500-10.000 km	1,4	0,8	4,4	0,3	1,4	0,9	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	1,4	0,8	8,2	0,3	1,4	0,9	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 1)	1-500 km	0,0	14,3	2,8	0,3	0,0	17,2	3,3	0,3
	500-2.500 km	0,0	14,3	2,7	0,3	0,0	17,2	3,2	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	14,3	4,2	0,3	0,0	17,2	5,0	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	14,3	7,7	0,3	0,0	17,2	9,2	0,3

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	**Distanza di trasporto**	**Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO2eq/MJ)**				**Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO2eq/MJ)**			
		Coltivazione	**Lavorazione**	**Trasporto e distribuzione**	**Emissioni diverse dal CO_2 derivantidal combusti-bile utilizzato**	**Coltivazione**	**Lavorazione**	**Trasporto e distribuzione**	**Emissioni diverse dal CO_2derivanti dal combustibile utilizzato**
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 2)	1-500 km	0,0	6,0	2,8	0,3	0,0	7,2	3,4	0,3
	500-2.500 km	0,0	6,0	2,7	0,3	0,0	7,2	3,3	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	6,0	4,2	0,3	0,0	7,2	5,1	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	6,0	7,8	0,3	0,0	7,2	9,3	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 3)	1-500 km	0,0	0,2	2,8	0,3	0,0	0,3	3,4	0,3
	500-2.500 km	0,0	0,2	2,7	0,3	0,0	0,3	3,3	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	0,2	4,2	0,3	0,0	0,3	5,1	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,2	7,8	0,3	0,0	0,3	9,3	0,3

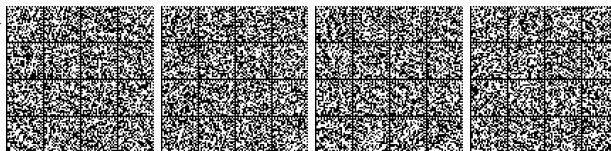



Tabella 3: Filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra (g CO_2eq/MJ) - Valore tipico				Emissioni di gas a effetto serra (g CO_2eq/MJ) - Valore standard			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combusti-bile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combustibile utilizzato
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m3	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2.500 km	0,0	0,9	6,5	0,2	0,0	1,1	7,8	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	0,9	14,2	0,2	0,0	1,1	17,0	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,9	28,3	0,2	0,0	1,1	34,0	0,3
Residui agricoli con densità > 0,2 t/m3	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2.500 km	0,0	0,9	3,6	0,2	0,0	1,1	4,4	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	0,9	7,1	0,2	0,0	1,1	8,5	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,9	13,6	0,2	0,0	1,1	16,3	0,3
Paglia in pellet	1-500 km	0,0	5,0	3,0	0,2	0,0	6,0	3,6	0,3
	500-10.000 km	0,0	5,0	4,6	0,2	0,0	6,0	5,5	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	5,0	8,3	0,2	0,0	6,0	10,0	0,3
Bricchetti di bagassa	500-10.000 km	0,0	0,3	4,3	0,4	0,0	0,4	5,2	0,5
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,3	8,0	0,4	0,0	0,4	9,5	0,5
Farina di palmisti	Superiore a 10.000 km	21,6	21,1	11,2	0,2	21,6	25,4	13,5	0,3
Farina di palmisti (senza emissioni di CH4 provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	21,6	3,5	11,2	0,2	21,6	4,2	13,5	0,3

C2: valori standard disaggregati per i combustibili gassosi da biomassa

Tabella 1: Biogas per la produzione di energia elettrica

Sistema di produzione di combustibileda biomassa		Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO_2eq/MJ]					VALORI STANDARD [g CO_2eq/MJ]				
			Coltivazione	Tratta-mento	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combusti-bile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame	Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dalCO_2 derivanti dal combusti-bile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame
Letame umido (1)	caso 1	Digestato scoperto	0,0	69,6	8,9	0,8	– 107,3	0,0	97,4	12,5	0,8	– 107,3
		Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,8	– 97,6	0,0	0,0	12,5	0,8	– 97,6
	caso 2	Digestato scoperto	0,0	74,1	8,9	0,8	– 107,3	0,0	103,7	12,5	0,8	– 107,3
		Digestato coperto	0,0	4,2	8,9	0,8	– 97,6	0,0	5,9	12,5	0,8	– 97,6
	caso 3	Digestato scoperto	0,0	83,2	8,9	0,9	– 120,7	0,0	116,4	12,5	0,9	– 120,7
		Digestato coperto	0,0	4,6	8,9	0,8	– 108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	– 108,5

(1) I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovuta alla gestione del letame non trattato. Il valore di e_{sca} considerato è pari a – 45 g CO_2eq/MJ di letame utilizzato nella digestione anaerobica.

Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO_2eq/MJ]					VALORI STANDARD [g CO_2eq/MJ]				
			Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dal CO_2 derivanti dal combusti-bile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame	Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dalCO_2 derivanti dal combusti -bile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame
Pianta intera del granturco (1)	caso 1	Digestato scoperto	15,6	13,5	8,9	0,0 (2)	—	15,6	18,9	12,5	0,0	—
		Digestato coperto	15,2	0,0	8,9	0,0	—	15,2	0,0	12,5	0,0	—
	caso 2	Digestato scoperto	15,6	18,8	8,9	0,0	—	15,6	26,3	12,5	0,0	—
		Digestato coperto	15,2	5,2	8,9	0,0	—	15,2	7,2	12,5	0,0	—
	caso 3	Digestato scoperto	17,5	21,0	8,9	0,0	—	17,5	29,3	12,5	0,0	—
		Digestato coperto	17,1	5,7	8,9	0,0	—	17,1	7,9	12,5	0,0	—
Biorifiuti	caso 1	Digestato scoperto	0,0	21,8	8,9	0,5	—	0,0	30,6	12,5	0,5	—
		Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,5	—	0,0	0,0	12,5	0,5	—
	caso 2	Digestato scoperto	0,0	27,9	8,9	0,5	—	0,0	39,0	12,5	0,5	—
		Digestato coperto	0,0	5,9	8,9	0,5	—	0,0	8,3	12,5	0,5	—
	caso 3	Digestato scoperto	0,0	31,2	8,9	0,5	—	0,0	43,7	12,5	0,5	—
		Digestato coperto	0,0	6,5	8,9	0,5	—	0,0	9,1	12,5	0,5	—

(1) Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.

(2) Il trasporto di materie prime agricole all'impianto di trasformazione è, secondo la metodologia indicata nella relazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento europeo del 25 febbraio 2010 sui criteri di sostenibilità relativamente all'uso di fonti da biomassa solida e gassosa per l'elettricità, il riscaldamento e il raffrescamento, incluso nei valori relativi alla «coltivazione». Il valore per il trasporto di insilati di mais rappresenta lo 0,4 g CO_2eq/MJ di biogas.

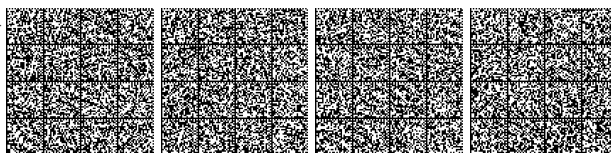
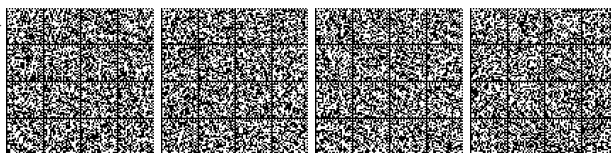



Tabella 2: Biometano

Sistema di produzione di biometano	Soluzione tecnologica		VALORI TIPICI [g CO_2eq/MJ]						VALORI STANDARD [g CO_2eq/MJ]					
			Coltiva-zione	Tratta-mento	Upgra-ding	Trasporto	Compr-essione presso la stazione d'im-barco	Crediti per letame	Coltiva-zione	Tratta-mento	Upgra-ding	Trasporto	Compr-essione presso la stazione d'im-barco	Crediti per letame
Letame umido	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	– 124,4	0,0	117,9	27,3	1,0	4,6	– 124,4
		combustione dei gas di scarico	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	– 124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	– 124,4
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	– 111,9	0,0	4,4	27,3	0,9	4,6	– 111,9
		combustione dei gas di scarico	0,0	3,2	4,5	0,9	3,3	– 111,9	0,0	4,4	6,3	0,9	4,6	– 111,9
Pianta intera del granturco	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	18,1	20,1	19,5	0,0	3,3	–	18,1	28,1	27,3	0,0	4,6	—
		combustione dei gas di scarico	18,1	20,1	4,5	0,0	3,3	—	18,1	28,1	6,3	0,0	4,6	—
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	17,6	4,3	19,5	0,0	3,3	—	17,6	6,0	27,3	0,0	4,6	—
		combustione dei gas di scarico	17,6	4,3	4,5	0,0	3,3	—	17,6	6,0	6,3	0,0	4,6	—
Biorifiuti	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	30,6	19,5	0,6	3,3	—	0,0	42,8	27,3	0,6	4,6	—
		combustione dei gas di scarico	0,0	30,6	4,5	0,6	3,3	—	0,0	42,8	6,3	0,6	4,6	—
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	5,1	19,5	0,5	3,3	—	0,0	7,2	27,3	0,5	4,6	—
		combustione dei gas di scarico	0,0	5,1	4,5	0,5	3,3	—	0,0	7,2	6,3	0,5	4,6	—

D. Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile da biomassa

D1: Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile solido da biomassa

Tabella 1: valori trucioli, bricchetti e pellet

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO_2eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO_2eq/MJ)
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	5	6
	500-2.500 km	7	9
	2.500-10.000 km	12	15
	Superiore a 10.000 km	22	27
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2.500-10.000 km	16	18
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	8	9
	500-2.500 km	10	11
	2.500-10.000 km	15	18
	Superiore a 10.000 km	25	30
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	6	7
	500-2.500 km	8	10
	2.500-10.000 km	14	16
	Superiore a 10.000 km	24	28
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	5	6
	500-2.500 km	7	8
	2.500-10.000 km	12	15
	Superiore a 10.000 km	22	27
Trucioli di legno da residui industriali	1-500 km	4	5
	500-2.500 km	6	7
	2.500-10.000 km	11	13
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	29	35
	500-2.500 km	29	35
	2.500-10.000 km	30	36
	Superiore a 10.000 km	34	41

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	**Distanza di trasporto**	**Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico** (g CO_2eq/MJ)	**Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard** (g CO_2eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2)	1-500 km	16	19
	500-2.500 km	16	19
	2.500-10.000 km	17	21
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3)	1-500 km	6	7
	500-2.500 km	6	7
	2.500-10.000 km	7	8
	Superiore a 10.000 km	11	13
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 1)	2.500-10.000 km	33	39
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 2)	2.500-10.000 km	20	23
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 3)	2.500-10.000 km	10	11
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 1)	1-500 km	31	37
	500-10.000 km	32	38
	Superiore a 10 000 km	36	43
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 2)	1-500 km	18	21
	500-10 000 km	20	23
	Superiore a 10 000 km	23	27
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 3)	1-500 km	8	9
	500-10 000 km	10	11
	Superiore a 10 000 km	13	15

Sistema di produzione di combustibileda biomassa	**Distanza di trasporto**	**Emissioni di gas a effettoserra - Valore tipico (g CO_2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effettoserra - Valore standard (g CO_2eq/MJ)**
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 1)	1-500 km	30	35
	500-10 000 km	31	37
	Superiore a 10 000 km	35	41
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 2)	1-500 km	16	19
	500-10 000 km	18	21
	Superiore a 10 000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 3)	1-500 km	6	7
	500-10 000 km	8	9
	Superiore a 10 000 km	11	13
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 1)	1-500 km	29	35
	500-2.500 km	29	34
	2.500-10.000 km	30	36
	Superiore a 10.000 km	34	41
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 2)	1-500 km	16	18
	500-2.500 km	15	18
	2.500-10.000 km	17	20
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 3)	1-500 km	5	6
	500-2.500 km	5	6
	2.500-10.000 km	7	8
	Superiore a 10.000 km	11	12

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	**Distanza di trasporto**	**Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO_2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO_2eq/MJ)**
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 1)	1-500 km	17	21
	500-2.500 km	17	21
	2.500-10.000 km	19	23
	Superiore a 10.000 km	22	27
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 2)	1-500 km	9	11
	500-2.500 km	9	11
	2.500-10.000 km	10	13
	Superiore a 10.000 km	14	17
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 3)	1-500 km	3	4
	500-2.500 km	3	4
	da 2.500 a 10.000	5	6
	Superiore a 10.000 km	8	10

- Il caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete;
- Il caso 2 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia alimentata con trucioli di legno per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete;
- Il caso 3 si riferisce ai processi in cui è utilizzato un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno per fornire l'energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.

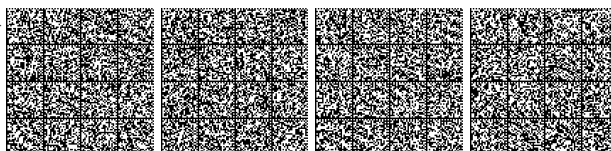



Tabella 2: filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	**Distanza di trasporto**	**Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO_2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO_2eq/MJ)**
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m3 (1)	1-500 km	4	4
	500-2.500 km	8	9
	2.500-10.000 km	15	18
	Superiore a 10.000 km	29	35
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m3 (2)	1-500 km	4	4
	500-2.500 km	5	6
	2.500-10.000 km	8	10
	Superiore a 10.000 km	15	18
Paglia in pellet	1-500 km	8	10
	500-10.000 km	10	12
	Superiore a 10.000 km	14	16
Bricchetti di bagassa	500-10.000 km	5	6
	Superiore a 10.000 km	9	10
Farina di palmisti	Superiore a 10.000 km	54	61
Farina di palmisti (senza emissioni di CH4 provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	37	40

(1) Questo gruppo di materiali comprende i residui agricoli a bassa densità apparente tra cui materiali come balle di paglia, lolla di riso, pula di avena e balle di bagassa della canna da zucchero (elenco non esaustivo).

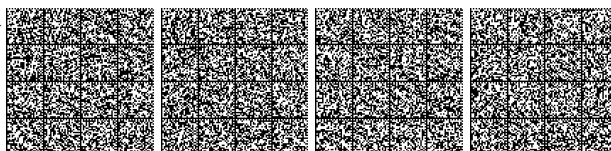
(2) Il gruppo di residui agricoli a maggiore densità apparente include materiali come tutoli di mais, gusci di noce, baccelli di soia, gusci di palmisti (elenco non esaustivo).

D2: Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile gassoso da biomassa

Tabella 1: Valori tipici e standard di biogas per la produzione di energia elettrica

Sistema di produzione di biogas	Soluzione tecnologica		Valore tipico	Valore standard
			Emissioni di gas a effetto serra (g CO_2eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra (g CO_2eq/MJ)
Biogas da letame umido per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto(3)	– 28	3
		Digestato coperto (4)	– 88	– 84
	Caso 2	Digestato scoperto	– 23	10
		Digestato coperto	– 84	– 78
	Caso 3	Digestato scoperto	– 28	9
		Digestato coperto	– 94	– 89
Biogas da piante intere di mais per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto	38	47
		Digestato coperto	24	28
	Caso 2	Digestato scoperto	43	54
		Digestato coperto	29	35
	Caso 3	Digestato scoperto	47	59
		Digestato coperto	32	38
Biogas da rifiuti organici per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto	31	44
		Digestato coperto	9	13
	Caso 2	Digestato scoperto	37	52
		Digestato coperto	15	21
	Caso 3	Digestato scoperto	41	57
		Digestato coperto	16	22

(3) Lo stoccaggio scoperto del digestato comporta ulteriori emissioni di metano che variano in base alle condizioni atmosferiche, al substrato e all'efficienza di digestione. In questi calcoli, si presume che gli importi siano pari a 0,05 MJ CH_4 / MJ biogas per il letame, 0,035 MJ CH_4 / MJ biogas per il granturco e 0,01 MJ CH_4 / MJ biogas per i rifiuti organici.

(4) Lo stoccaggio coperto significa che il digestato derivante dal processo di digestione è stoccato in un serbatoio a tenuta di gas e si considera che il biogas in eccesso liberato durante lo stoccaggio sia recuperato per la produzione di ulteriore energia elettrica o biometano.

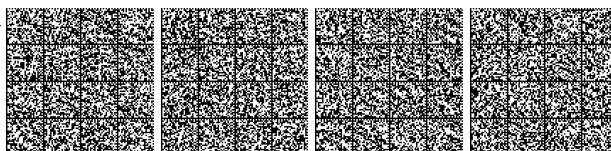



Tabella 2: Valori tipici e standard di biogas per il biometano

Sistema di produzione di biometano	**Soluzione tecnologica**	**Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO_2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO_2eq/MJ)**
Biometano da letame umido	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico (1)	– 20	22
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico (2)	– 35	1
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	– 88	– 79
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	– 103	– 100
Biometano da pianta intera del granturco	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	58	73
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	43	52
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	41	51
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	26	30
Biometano dai rifiutiorganici	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	51	71
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	36	50
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	25	35
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico*	10	14

(1) Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Lavaggio con acqua in pressione (PWS), Purificazione mediante membrane, criogenica e Assorbimento fisico con solventi organici (OPS). Comprende un'emissione di 0,03 MJ CH_4 / MJ biometano per le emissioni di metano nei gas di scarico.

(2) Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisicocon solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

* Con apposito decreto del Ministero della transizione ecologica possono essere individuati processi e assetti impiantistici assimilabili a questa soluzione tecnologica

Tabella 3: Valori tipici e standard – biogas – miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

Sistema di produzione di biogas		**Soluzioni tecnologiche**	**Emissioni di gas a effettoserra - Valore tipico (g CO_2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effettoserra- Valore Standard (g CO_2eq/MJ)**
Letame – Granturco80 % - 20 %	Caso 1	Digestato scoperto	17	33
		Digestato coperto	– 12	– 9
	Caso 2	Digestato scoperto	22	40
		Digestato coperto	– 7	– 2
	Caso 3	Digestato scoperto	23	43
		Digestato coperto	– 9	– 4
Letame – Granturco70 % - 30 %	Caso 1	Digestato scoperto	24	37
		Digestato coperto	0	3
	Caso 2	Digestato scoperto	29	45
		Digestato coperto	4	10
	Caso 3	Digestato scoperto	31	48
		Digestato coperto	4	10
Letame – Granturco60 % - 40 %	Caso 1	Digestato scoperto	28	40
		Digestato coperto	7	11
	Caso 2	Digestato scoperto	33	47
		Digestato coperto	12	18
	Caso 3	Digestato scoperto	36	52
		Digestato coperto	12	18

- Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica e termica necessarie al processo di produzione sono fornite dalmotore dell'impianto di cogenerazione stesso.
- Il caso 2 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processoè fornito dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori non sono autorizzatia chiedere sovvenzioni per la produzione lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.
- Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processoè fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trovain loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano).

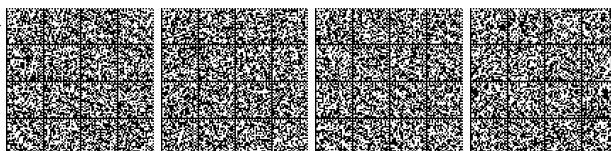
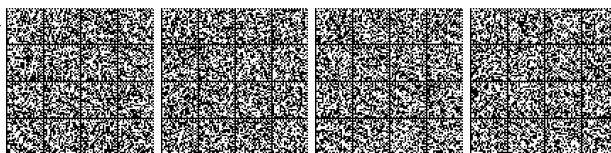



Tabella 4: Valori tipici e standard – biometano - miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

Sistema di produzione di biometano	**Soluzioni tecnologiche**	**Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO2eq/MJ)**	**Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO2eq/MJ)**
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	32	57
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	17	36
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	– 1	9
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	– 16	– 12
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	41	62
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	26	41
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	13	22
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	– 2	1
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	46	66
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	31	45
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	22	31
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	7	10

Nel caso del biometano utilizzato come biometano compresso per il trasporto, un valore di 3,3 g CO_2eq/MJ di biometano deve essere aggiunto ai valori tipici e un valore di 4,6 g CO_2eq/MJ di biometano ai valori standard.

ALLEGATO VIII Materie prime *double counting*

Parte A. Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti avanzati, il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'articolo 39, commi 1 e 2, è considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 6, lettera a).

a) Alghe, se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori;
b) Frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati, ma non ai rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio di cui all'articolo 205 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
c) Rifiuto organico come definito all'articolo 183, comma 1, lettera d) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata di cui all'articolo 20 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
d) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale, incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura, ed escluse le materie prime elencate nella parte B del presente Allegato;
e) Paglia;
f) Concime animale e fanghi di depurazione;
g) Effluente da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti;
h) Pece di tallolio;
i) Glicerina grezza;
j) Bagasse;
k) Vinacce e fecce di vino;
l) Gusci;
m) Pule;
n) Tutoli ripuliti dei grani di mais;
o) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale, vale a dire corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e tallolio;
p) Altre materie cellulosiche di origine non alimentare;
q) Altre materie ligno-cellulosiche, eccetto tronchi per sega e per impiallacciatura.

Parte B. Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti, il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'articolo 39, comma 1, è limitato ai sensi del comma 2 lettera b) e può essere considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 6, lettera a).

a) Olio da cucina usato;
b) Grassi animali classificati di categorie 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009.

NOTE

AVVERTENZA

Il testo delle note qui pubblicato è stato redatto dall'amministrazione competente per materia ai sensi dell'articolo 10, commi 2 e 3 del testo unico delle disposizioni sulla promulgazione delle leggi, sull'emanazione dei decreti del Presidente della Repubblica e sulle pubblicazioni ufficiali della Repubblica italiana, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 1985, n. 1092, al solo fine di facilitare la lettura delle disposizioni di legge modificate o alle quali è operato il rinvio. Restano invariati il valore e l'efficacia degli atti legislativi qui trascritti.

Per gli atti dell'Unione europea vengono forniti gli estremi di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea (GUUE).

Note alle premesse:

— Si riporta il testo dell'art. 76 Cost.:

«Art. 76. — L'esercizio della funzione legislativa non può essere delegato al Governo se non con determinazione di princìpi e criteri direttivi e soltanto per tempo limitato e per oggetti definiti.».

— L'art. 87 Cost. conferisce, tra l'altro, al Presidente della Repubblica il potere di promulgare le leggi ed emanare i decreti aventi valore di legge e i regolamenti.

— Si riporta il testo dell'art. 14, della legge 23 agosto 1988, n. 400 (Disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri), pubblicata nella G.U.R.I. 12 settembre 1988, n. 214:

«Art. 14 *(Decreti legislativi)*. — 1. I decreti legislativi adottati dal Governo ai sensi dell'articolo 76 della Costituzione sono emanati dal Presidente della Repubblica con la denominazione di "decreto legislativo" e con l'indicazione, nel preambolo, della legge di delegazione, della deliberazione del Consiglio dei ministri e degli altri adempimenti del procedimento prescritti dalla legge di delegazione.

2. L'emanazione del decreto legislativo deve avvenire entro il termine fissato dalla legge di delegazione; il testo del decreto legislativo adottato dal Governo è trasmesso al Presidente della Repubblica, per la emanazione, almeno venti giorni prima della scadenza.

3. Se la delega legislativa si riferisce ad una pluralità di oggetti distinti suscettibili di separata disciplina, il Governo può esercitarla mediante più atti successivi per uno o più degli oggetti predetti. In relazione al termine finale stabilito dalla legge di delegazione, il Governo informa periodicamente le Camere sui criteri che segue nell'organizzazione dell'esercizio della delega.

4. In ogni caso, qualora il termine previsto per l'esercizio della delega ecceda i due anni, il Governo è tenuto a richiedere il parere delle Camere sugli schemi dei decreti delegati. Il parere è espresso dalle Commissioni permanenti delle due Camere competenti per materia entro sessanta giorni, indicando specificamente le eventuali disposizioni non ritenute corrispondenti alle direttive della legge di delegazione. Il Governo, nei trenta giorni successivi, esaminato il parere, ritrasmette, con le sue osservazioni e con eventuali modificazioni, i testi alle Commissioni per il parere definitivo che deve essere espresso entro trenta giorni.».

— La direttiva 2018/2001/UE del 11 dicembre 2018 del Parlamento Europeo e del Consiglio (sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili) è pubblicata nella G.U.U.E. 21 dicembre 2018, n. L 328.

— La direttiva 2019/944/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE) è pubblicata nella G.U.U.E. 14 giugno 2019, n. L 158.

— Il regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 (che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento CE n. 401/2009 e il regolamento UE n. 2018/1999 – Normativa europea sul clima) è pubblicata nella G.U.U.E. 9 luglio 2021, n. L 243.

— Si riporta il testo degli articoli 5 e 12 della legge 22 aprile 2021, n. 53 (Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019-2020) pubblicata nella G.U.R.I 23 aprile 2021, n. 97:

«Art. 5 *(Princìpi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2018/2001, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)*. — 1. Nell'esercizio della delega per l'attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, il Governo osserva, oltre ai princìpi e criteri direttivi generali di cui all'articolo 32 della legge n. 234 del 2012, anche i seguenti princìpi e criteri direttivi specifici:

a) prevedere, previa intesa con la Conferenza unificata ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, su proposta del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo, al fine del concreto raggiungimento degli obiettivi indicati nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), una disciplina per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili nel rispetto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, nonché delle specifiche competenze dei Ministeri per i beni e le attività culturali e per il turismo, delle politiche agricole alimentari e forestali e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, privilegiando l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, e aree non utilizzabili per altri scopi, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa. A tal fine sono osservati, in particolare, i seguenti indirizzi:

1) la disciplina è volta a definire criteri per l'individuazione di aree idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. A tal fine, la disciplina reca inoltre criteri per la ripartizione fra regioni e province autonome e prevede misure di salvaguardia delle iniziative di sviluppo in corso che risultino coerenti con i criteri di localizzazione degli impianti preesistenti, rispetto a quelli definiti dalla presente lettera;

2) il processo programmatorio di individuazione delle aree idonee è effettuato da ciascuna regione o provincia autonoma in attuazione della disciplina di cui al numero 1) entro sei mesi. Nel caso di mancata adozione, è prevista l'applicazione dell'articolo 41 della legge 24 dicembre 2012, n. 234;

b) prevedere che, nell'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili di cui alla lettera *a)*, siano rispettati i princìpi della minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio e sul paesaggio, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento di tale obiettivo;

c) individuare procedure abilitative semplificate, proporzionate alla tipologia di interventi e alla loro localizzazione, secondo un principio di sussidiarietà verticale, per l'installazione degli impianti nelle aree e nei siti individuati ai sensi delle lettere *a)* e *q)*, riducendo altresì i termini dei procedimenti autorizzativi e per l'assegnazione di incentivi e razionalizzandoli rispetto ai termini dei procedimenti per la connessione alla rete elettrica;

d) individuare procedure abilitative semplificate per gli interventi, diversi dalla mera sostituzione di componenti principali che non è sottoposta ad alcuna autorizzazione, di rifacimento totale e parziale, riattivazione, integrale ricostruzione e potenziamento di impianti a fonti rinnovabili già esistenti, razionalizzando altresì i termini dei procedimenti autorizzativi e per l'assegnazione di incentivi;

e) riordinare e semplificare la normativa vigente in materia di configurazioni per l'autoconsumo, ivi incluse quelle inerenti ai sistemi efficienti di utenza e allo scambio sul posto, con l'obiettivo di favorire la realizzazione di tutti i sistemi di autoconsumo, anche collettivi, da fonti rinnovabili, con conseguente minore utilizzo della rete elettrica derivante da sistemi di generazione diffusa;

f) prevedere meccanismi per il monitoraggio degli effetti della diffusione dell'autoconsumo, anche ai fini dell'aggiornamento delle modalità di imposizione e raccolta delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, valutando il trasferimento alla fiscalità generale degli oneri non direttamente connessi ad obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile o di contrasto alla povertà energetica;

g) prevedere misure volte a favorire e promuovere la progressiva installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili negli edifici esistenti, anche mediante il riordino delle misure vigenti e l'introduzione di meccanismi d'obbligo, fatti salvi i vincoli paesaggistici e i limiti imposti dalla tipologia dell'edificio;

h) individuare misure incentivanti per la promozione delle comunità di energia rinnovabile volte a favorire la partecipazione delle comunità locali alla realizzazione degli impianti, valorizzando la rete elettrica esistente e massimizzando l'utilizzo locale della relativa produzione energetica, con conseguente minore utilizzo della rete elettrica derivante da sistemi di generazione diffusa, fatta salva l'applicazione degli oneri generali di sistema sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali e su quella prodotta e condivisa utilizzando la rete di distribuzione esistente. A tal fine, prevedere che agli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni di autoconsumo collettivo e nelle comunità dell'energia sia garantito un accesso paritario e non discriminatorio a tutti i pertinenti regimi di sostegno di natura normativa o regolatoria, con particolare riguardo ai meccanismi di valorizzazione dell'autoconsumo e ai meccanismi di riconoscimento dei costi evitati per il sistema elettrico che tale autoconsumo comporta, evitando comunque effetti distorsivi sul mercato e prevedendo meccanismi semplificati secondo cui la quota di energia condivisa, in quanto autoconsumata localmente, sia scorporata a priori e non rientri fra le voci oggetto di fornitura da parte dei venditori terzi;

i) prevedere misure per agevolare il massimo utilizzo dell'energia producibile da fonti rinnovabili, anche favorendo la diffusione e l'uso di sistemi di accumulo dell'energia, compresi i veicoli elettrici, anche attraverso un *iter* autorizzativo semplificato, e le connesse esigenze di ricerca e sviluppo, tenendo conto del principio di neutralità tecnologica;

l) incoraggiare la ricerca per la riduzione della quantità e della pericolosità dei rifiuti prodotti durante il ciclo di produzione dei sistemi di accumulo dell'energia, in particolare attraverso la sostituzione di sostanze nocive e materie prime critiche con altre meno impattanti, per allungare la vita utile in condizione di massimo rendimento dei sistemi di accumulo e per facilitarne il riciclaggio una volta giunti a fine vita;

m) introdurre misure per l'utilizzo energetico di biomasse legnose, nel quadro della gestione forestale sostenibile e della silvicoltura a turno di taglio breve (short rotation forestry), in coerenza con le previsioni europee sull'utilizzo a cascata, in particolare sui princìpi di sostenibilità, uso efficiente delle risorse, circolarità in tutti i flussi e in ogni fase e sussidiarietà, e con le esigenze ambientali di cui alla lettera *p)*, considerando anche le opportunità derivanti dalle biomasse residuali industriali;

n) favorire lo sviluppo dei biocarburanti ai fini del raggiungimento degli obiettivi delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, nel rispetto dei criteri di sostenibilità di cui all'articolo 29 della direttiva (UE) 2018/2001;

o) prevedere misure di incentivazione per la trasformazione ad uso plurimo di invasi, traverse e dighe esistenti, sia grandi, sia piccole, promuovendone, ove compatibile con gli ecosistemi, con la pianificazione energetica e con gli altri usi, anche l'utilizzo energetico, purché siano rispettati gli standard di sicurezza geomorfologica;

p) aggiornare e potenziare i meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili, ivi inclusi gli interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale, di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, in coerenza con le diverse esigenze di tutela ambientale, con semplificazione della gestione degli impianti di piccola taglia, valorizzando l'energia prodotta da biogas per la trasformazione in biometano o in digestato equiparato ai sensi del decreto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 25 febbraio 2016, pubblicato nel supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 90 del 18 aprile 2016, e in coordinamento con le disposizioni agevolative per l'autoconsumo, prevedendo la sostituzione di impianti obsoleti e incentivando quelli tecnologicamente avanzati per la riduzione dei gas di scarico e dei particolati inquinanti, promuovendo la realizzazione di impianti fotovoltaici su edifici esistenti, anche al fine della completa rimozione dell'eternit o dell'amianto. Prevedere inoltre che l'aggiornamento e il potenziamento dei meccanismi di incentivazione tengano conto dei seguenti indirizzi:

1) i meccanismi devono promuovere l'accoppiamento delle fonti rinnovabili non programmabili con sistemi di accumulo di energia, in modo da consentire una maggiore programmabilità delle fonti;

2) il meccanismo dello scambio sul posto sia soppresso, prevedendo meccanismi di tutela degli investimenti già avviati e introducendo nuovi meccanismi volti a premiare l'autoconsumo istantaneo nonché la condivisione dell'energia nell'ambito di configurazioni di autoconsumo multiplo quali l'autoconsumo collettivo e le comunità dell'energia;

q) promuovere l'utilizzo delle risorse rinnovabili disponibili in mare, previa identificazione delle aree idonee, e la razionalizzazione dei procedimenti di rilascio delle concessioni demaniali e delle autorizzazioni, nel rispetto delle esigenze di tutela dell'ecosistema marino e costiero, del patrimonio culturale e del paesaggio, privilegiando, ove possibile, l'utilizzo delle piattaforme petrolifere in disuso;

r) semplificare e stimolare il ricorso a strumenti, aggiuntivi ai meccanismi di incentivazione economica, per incrementare il consumo di energia da fonti rinnovabili, ivi inclusi gli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine;

s) introdurre misure per la razionalizzazione, la valorizzazione e l'incremento della produzione del parco di impianti a fonti rinnovabili esistente;

t) aggiornare, potenziare e introdurre meccanismi di sostegno per la produzione di biometano, biocarburanti avanzati, carburanti derivanti dal carbonio riciclato e idrogeno, per contribuire efficacemente alla decarbonizzazione di tutte le forme di trasporto, in funzione delle emissioni nell'intero ciclo di vita dei vettori energetici e dei veicoli che li utilizzano;

u) prevedere disposizioni volte all'introduzione di misure per lo sviluppo dei biocarburanti avanzati per favorire la decarbonizzazione nel settore dell'aviazione, anche mediante specifiche forme di incentivazione;

v) semplificare e accelerare il processo di recepimento degli aggiornamenti all'allegato IX della direttiva (UE) 2018/2001 relativo alle materie prime idonee alla produzione di biometano e biocarburanti avanzati al fine di incrementarne lo sviluppo in senso inclusivo, prevedendo che il recepimento degli aggiornamenti sia adottato con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;

z) introdurre misure per la promozione dell'utilizzo di energia elettrica rinnovabile per la ricarica di veicoli elettrici, al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di penetrazione di decarbonizzazione nel settore dei trasporti;

aa) introdurre misure di semplificazione per la costruzione e l'esercizio delle infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici, al fine di supportare il raggiungimento degli obiettivi di diffusione dei veicoli elettrici previsti dal PNIEC, anche coordinando e integrando le disposizioni di cui all'articolo 57 del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120;

bb) prevedere, al fine di favorire il contributo dei biocarburanti avanzati prodotti a partire dalle materie prime elencate all'allegato IX, parte A, della direttiva (UE) 2018/2001, come quota finale nel settore dei trasporti, un approccio tecnologicamente neutro, evitando la promozione di specifiche fonti di energia rinnovabile, anche alla luce dello stato di sviluppo tecnologico;

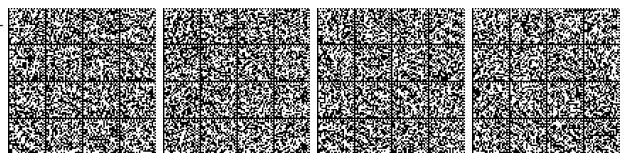
cc) promuovere l'impiego di idrogeno verde nell'industria siderurgica e chimica, volto a soddisfare gli impieghi industriali che necessitano di intensità energetiche molto elevate che non possono essere soddisfatte dalla produzione di energia da fonti rinnovabili;

dd) riordinare e semplificare la normativa vigente in materia di procedure di qualificazione degli installatori di impianti a fonti rinnovabili, prevedendo che detta qualificazione professionale, ai sensi dell'articolo 18 della direttiva (UE) 2018/2001, sia conseguita con il possesso di almeno uno dei requisiti tecnico-professionali di cui all'articolo 4, comma 1, lettere da *a)* a *d)*, del regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37;

ee) a partire dal 1° gennaio 2023, escludere dagli obblighi di miscelazione al combustibile diesel e dalla produzione elettrica rinnovabile, così come dal relativo conteggio delle fonti rinnovabili e dai sussidi di mercato, quali certificati di immissione in consumo (CIC), ex certificati verdi (CV) o tariffe onnicomprensive (TO), le seguenti materie prime in ragione delle evidenze degli impatti in termini di deforestazione:

1) olio di palma, fasci di frutti di olio di palma vuoti, acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD);

2) olio di soia e acidi grassi derivanti dal trattamento della soia di importazione.».

«Art. 12 *(Princìpi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE).* — 1. Nell'esercizio della delega per l'attuazione della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019,

il Governo osserva, oltre ai princìpi e criteri direttivi generali di cui all'articolo 32 della legge n. 234 del 2012, anche i seguenti princìpi e criteri direttivi specifici:

a) in coerenza con le modalità e gli obblighi di servizio pubblico, definire la disciplina relativa alle comunità energetiche dei cittadini, attive nell'ambito della generazione, dell'approvvigionamento, della distribuzione, dell'accumulo, della condivisione, della vendita di energia elettrica e della fornitura di servizi energetici, ivi inclusi i servizi di efficienza energetica e di ricarica dei veicoli elettrici, valorizzando la rete elettrica esistente e assicurando un'adeguata partecipazione ai costi di sistema;

b) aggiornare e semplificare il quadro normativo in materia di configurazioni per l'autoconsumo, di sistemi di distribuzione chiusi e di linee dirette, disciplinando le modalità e gli obblighi di servizio pubblico e prevedendo un'adeguata partecipazione ai costi di sistema e di rete;

c) definire il quadro normativo semplificato per lo sviluppo e la diffusione dei sistemi di accumulo e per la partecipazione degli stessi ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi, tenuto conto degli obiettivi di sviluppo e integrazione della generazione da fonti rinnovabili e delle esigenze di flessibilità e adeguatezza del sistema elettrico, prevedendo l'attivazione di servizi di flessibilità e servizi ancillari anche di carattere standardizzato sulle reti di distribuzione, ai sensi degli articoli 31 e 32 della direttiva (UE) 2019/944, nonché l'adozione delle necessarie procedure autorizzative e degli strumenti funzionali all'adozione di soluzioni di mercato con un orizzonte a lungo termine, al fine di dare stabilità agli investimenti, definendo in particolare procedure autorizzative armonizzate e semplificate per la costruzione e l'esercizio di accumuli di energia nonché modalità di realizzazione congruenti con la finalità di accogliere l'intera produzione da fonti rinnovabili non programmabili individuata come necessaria per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC;

d) adottare le disposizioni di cui alle lettere *a)*, *b)* e *c)* in coerenza con quelle di cui all'articolo 5, comma 1, lettere *e)*, *h)* e *i)*, allo scopo di definire una disciplina unica in materia di comunità energetiche, autoconsumo collettivo e sistemi di accumulo e prevedere, nel rispetto della sicurezza del sistema, l'avvio di sperimentazioni per un graduale passaggio a un sistema di auto-dispacciamento, volto a promuovere un ruolo più attivo dei gestori delle reti di distribuzione e una migliore valorizzazione dell'apporto della generazione distribuita, anche attraverso un sistema di premi e penalità che stimoli produttori e consumatori di energia a bilanciare le proprie posizioni a livello locale;

e) aggiornare il quadro normativo delle misure per implementare la protezione dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica;

f) prevedere misure per l'evoluzione del ruolo e delle responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione, in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione, in funzione delle esigenze di flessibilità del sistema e di integrazione della generazione distribuita e della gestione della domanda, secondo criteri di gradualità;

g) riordinare la disciplina di adozione del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, da adottare con cadenza biennale, coordinandolo con il piano di sicurezza, e le procedure finalizzate all'accelerazione dei tempi di conclusione dei procedimenti autorizzativi, inclusi quelli ambientali;

h) aggiornare la disciplina degli obblighi di servizio pubblico degli impianti di produzione di energia elettrica e dei processi di messa fuori servizio e dismissione al fine di garantire le esigenze di sicurezza del sistema elettrico;

i) prevedere, in caso di mancato rispetto da parte delle imprese elettriche degli obblighi previsti dalla direttiva (UE) 2019/944, dal regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, o dalle pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti dell'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali per l'energia (ACER) o dell'autorità nazionale di regolazione, l'irrogazione da parte dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) di sanzioni amministrative pecuniarie effettive, proporzionate e dissuasive, incluso il potere di imporre sanzioni fino al 10 per cento del fatturato annuo del gestore del sistema di trasmissione o fino al 10 per cento del fatturato annuo dell'impresa verticalmente integrata;

l) indirizzare i princìpi tariffari verso una tariffazione dinamica dell'energia elettrica, riducendo la parte di componenti fisse delle fatture per l'energia elettrica;

m) introdurre misure per il potenziamento dell'infrastruttura di rete e la promozione di reti intelligenti, propedeutiche all'ottenimento dei risultati previsti dalla strategia del "Clean Energy Package".».

— La legge 9 gennaio 1991, n. 10 (Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia) è pubblicata nella G.U.R.I. 16 gennaio 1991, n. 13.

— Il decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 (Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10) è pubblicato nella G.U.R.I. 14 ottobre 1993, n. 242.

— La legge 14 novembre 1995, n. 481 (Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità) è pubblicato nella G.U.R.I. 18 novembre 1995, n. 270.

— Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica) è pubblicato nella G.U.R.I. 31 marzo 1999, n. 75.

— Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della L. 17 maggio 1999, n. 144) è pubblicato nella G.U.R.I. 20 giugno 2000, n. 142.

— La legge 1° giugno 2002, n. 120 (Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997) è pubblicata nella G.U.R.I. 19 giugno 2002, n. 142.

— Il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) è pubblicato nella G.U.R.I. 31 gennaio 2004, n. 25.

— Il decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137) è pubblicato nella G.U.R.I. 24 febbraio, n. 45.

— La legge 23 agosto 2004, n. 239 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia) è pubblicata nella G.U.R.I. 13 settembre 2004, n. 215.

— Il decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192 (Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia) è pubblicato nella G.U.R.I. 23 settembre 2005, n. 158.

— Il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale) è pubblicato nella G.U.R.I. 14 aprile 2006, n. 88.

— La legge 27 dicembre 2006, n. 296 (Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato – legge finanziaria 2007) è pubblicata nella G.U.R.I. 27 dicembre 2006, n. 299.

— Il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 (Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE) è pubblicato nella G.U.R.I. 6 marzo 2007, n. 54.

— La legge 3 agosto 2007, n. 125 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia) è pubblicata nella G.U.R.I. 14 agosto 2007, n. 188.

— Il decreto legislativo 6 novembre 2007, n. 201 (Attuazione della direttiva 2005/32/CE relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia) è pubblicato nella G.U.R.I. 9 novembre 2007, n. 261.

— La legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato - legge finanziaria 2008) è pubblicata nella G.U.R.I. 28 dicembre 2007, n. 300.

— Il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE) è pubblicato nella G.U.R.I. 3 luglio 2008, n. 154.

— La legge 23 luglio 2009, n. 99 (Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia) è pubblicata nella G.U.R.I. 31 luglio 2009, n. 176.

— Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) è pubblicato nella G.U.R.I. 28 marzo 2011, n. 71.

— Il decreto legislativo 17 ottobre 2016, n. 201 (Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo) è pubblicato nella G.U.R.I. 7 novembre 2016, n. 260.

— Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1° dicembre 2017 (Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo) è pubblicato nella G.U.R.I. 24 gennaio 2018, n. 19.

— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37 (Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-*quaterdecies*, comma 13, lettera *a)*, della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici) è pubblicato nella G.U.R.I. 12 marzo 2008, n. 61.

— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 settembre 2010 (Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili) è pubblicato nella G.U.R.I. 18 settembre 2010, n. 219.

— Il Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 (sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio) è pubblicato nella G.U.U.E. 21 dicembre 2018, n. L 328.

— Si riporta il testo dell'art. 2 del decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22 (Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri) pubblicato nella G.U.R.I. n. 51 del 1° marzo 2021, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55:

«Art 2 *(Ministero della transizione ecologica)*. — 1. Il "Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare" è ridenominato "Ministero della transizione ecologica".

2. Al decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 300 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all'articolo 28:

1) al comma 1, lettera *c)*, le parole da "definizione degli obiettivi e delle linee di politica energetica" fino a "attuazione dei piani di emergenza energetica;" sono soppresse; (3)

2) al comma 2, le parole "rilevazione, elaborazione, analisi e diffusione di dati statistici in materia energetica e mineraria, finalizzati alla programmazione energetica e mineraria;" sono soppresse;

b) all'articolo 29, comma 1, le parole "undici direzioni generali" sono sostituite dalle seguenti: "nove direzioni generali";

c) la rubrica del Capo VIII del Titolo IVè sostituita dalla seguente: "Ministero della transizione ecologica";

d) all'articolo 35:

1) al comma 1 le parole "dell'ambiente e della tutela del territorio" sono sostituite dalle seguenti: "della transizione ecologica";

2) il comma 2 è sostituito dal seguente:

"2. Al Ministero della transizione ecologica sono attribuite le funzioni e i compiti spettanti allo Stato relativi allo sviluppo sostenibile, ferme restando le funzioni della Presidenza del Consiglio dei ministri, e alla tutela dell'ambiente, del territorio e dell'ecosistema, nelle seguenti materie:

a) individuazione, conservazione e valorizzazione delle aree naturali protette, tutela della biodiversità e della biosicurezza, della fauna e della flora, attuazione e gestione, fatte salve le competenze della Presidenza del Consiglio dei ministri, del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali e del Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale, della Convenzione di Washington sul commercio internazionale delle specie animali e vegetali in via di estinzione, ratificata ai sensi della legge 19 dicembre 1975, n. 874, e dei relativi regolamenti europei, della difesa del mare e dell'ambiente costiero e della comunicazione ambientale;

b) definizione degli obiettivi e delle linee di politica energetica e mineraria nazionale e provvedimenti ad essi inerenti; autorizzazione di impianti di produzione di energia di competenza statale, compresi quelli da fonti rinnovabili, anche se ubicati in mare; rapporti con organizzazioni internazionali e rapporti con l'Unione europea nel settore dell'energia, ferme restando le competenze del Presidente del Consiglio dei ministri e del Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale, compresi il recepimento e l'attuazione dei programmi e delle direttive sul mercato unico europeo in materia di energia, ferme restando le competenze del Presidente del Consiglio dei ministri e delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano; attuazione dei processi di liberalizzazione dei mercati energetici e promozione della concorrenza nei mercati dell'energia e tutela dell'economicità e della sicurezza del sistema; individuazione e sviluppo delle reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica e del gas naturale e definizione degli indirizzi per la loro gestione; politiche di ricerca, incentivazione e interventi nei settori dell'energia e delle miniere; ricerca e coltivazione di idrocarburi, riconversione, dismissione e chiusura mineraria delle infrastrutture di coltivazione di idrocarburi ubicate nella terraferma e in mare e ripristino in sicurezza dei siti; risorse geotermiche; normativa tecnica, area chimica, sicurezza mineraria, escluse le competenze in materia di servizio ispettivo per la sicurezza mineraria e di vigilanza sull'applicazione della legislazione attinente alla salute sui luoghi di lavoro, e servizi tecnici per l'energia; vigilanza su enti strumentali e collegamento con le società e gli istituti operanti nei settori dell'energia; gestione delle scorte energetiche nonché predisposizione ed attuazione dei piani di emergenza energetica; sicurezza nucleare e disciplina dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi; radioprotezione e radioattività ambientale; agro-energie; rilevazione, elaborazione, analisi e diffusione di dati statistici in materia energetica e mineraria, finalizzati alla programmazione energetica e mineraria;

c) piani e misure in materia di combustibili alternativi e delle relative reti e strutture di distribuzione per la ricarica dei veicoli elettrici, qualità dell'aria, politiche per il contrasto dei cambiamenti climatici e per la finanza climatica e sostenibile e il risparmio ambientale anche attraverso tecnologie per la riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra;

d) pianificazione in materia di emissioni nei diversi settori dell'attività economica, ivi compreso quello dei trasporti;

e) gestione, riuso e riciclo dei rifiuti ed economia circolare;

f) tutela delle risorse idriche e relativa gestione, fatta salva la competenza del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali;

g) promozione di politiche di sviluppo sostenibile, nazionali e internazionali;

h) promozione di politiche per l'economia circolare e l'uso efficiente delle risorse, fatte salve le competenze del Ministero dello sviluppo economico;

i) coordinamento delle misure di contrasto e contenimento del danno ambientale, nonché di bonifica e di ripristino in sicurezza dei siti inquinati, ivi compresi i siti per i quali non è individuato il responsabile della contaminazione e quelli per i quali i soggetti interessati non provvedono alla realizzazione degli interventi, nonché esercizio delle relative azioni giurisdizionali;

l) sorveglianza, monitoraggio e recupero delle condizioni ambientali conformi agli interessi fondamentali della collettività e alla riduzione dell'impatto delle attività umane sull'ambiente, con particolare riferimento alla prevenzione e repressione delle violazioni compiute in danno dell'ambiente; prevenzione e protezione dall'inquinamento atmosferico, acustico ed elettromagnetico e dai rischi industriali;

m) difesa e assetto del territorio con riferimento ai valori naturali e ambientali." (3);

e) all'articolo 37, comma 1:

1) le parole "non può essere superiore a due" sono sostituite dalle seguenti: "non può essere superiore a tre";

2) sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: ", e il numero delle direzioni generali non può essere superiore a dieci.".

3. Le denominazioni "Ministro della transizione ecologica" e "Ministero della transizione ecologica" sostituiscono, a ogni effetto e ovunque presenti, rispettivamente, le denominazioni "Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare" e "Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare".

4. Con riguardo alle funzioni di cui all'articolo 35, comma 2, lettera *b)*, del decreto legislativo n. 300 del 1999, come modificato dal presente decreto, le denominazioni "Ministro della transizione ecologica" e "Ministero della transizione ecologica" sostituiscono, ad ogni effetto e ovunque presenti, rispettivamente, le denominazioni "Ministro dello sviluppo economico" e "Ministero dello sviluppo economico".

5. Al decreto legislativo 15 marzo 2010, n. 66, agli articoli 174-*bis*, comma 2-*bis*, secondo periodo, e 828, comma 1, alinea, dopo le parole “tutela ambientale” sono inserite le seguenti: “e la transizione ecologica”.

6. Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, lo statuto dell’Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile - ENEA è modificato, al fine di prevedere la vigilanza da parte del Ministero della transizione ecologica.

7. Nell’ambito delle competenze di cui all’articolo 35, comma 2, lettera *b)*, del decreto legislativo n. 300 del 1999, come modificato dal presente decreto, rientrano:

a) le competenze a qualunque titolo inerenti all’attività delle società operanti nei settori di riferimento, ivi compreso il potere di emanare indirizzi nei confronti di tali società;

b) l’esercizio dei diritti di azionista allo stato esercitati dal Ministero dello sviluppo economico nei confronti del Gestore dei servizi energetici - GSE Spa; (4)

c) l’approvazione della disciplina del mercato elettrico e del mercato del gas naturale e dei criteri per l’incentivazione dell’energia elettrica da fonte rinnovabile di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e l’esercizio di ogni altra competenza già a qualunque titolo esercitata dal Ministero dello sviluppo economico fino alla data di entrata in vigore del presente decreto in materia di concorrenza, di tutela dei consumatori utenti, in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico, e di regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori energetici (4).

8. Per l’attuazione del comma 2, lettera *e)*, numero 1), è autorizzata la spesa di euro 249.000 per l’anno 2021 e di euro 332.000 annui a decorrere dall’anno 2022. (5)

8-*bis*. All’articolo 5, comma 3, della legge 3 agosto 2007, n. 124, le parole: “e dal Ministro dello sviluppo economico” sono sostituite dalle seguenti: “, dal Ministro dello sviluppo economico e dal Ministro della transizione ecologica”.».

— Il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 (Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure) è pubblicato nella G.U.R.I 1° maggio 2021, n. 129.

Note all’art. 1:

— La direttiva 2018/2001/UE è riportata nelle note alle premesse.

— La legge 22 aprile 2021, n. 53 è riportata nelle note alle premesse.

— Il regolamento (UE) 2021/1119 è riportato nelle note alle premesse.

Note all’art. 2:

— Il decreto legislativo n. 192, del 2005, è riportato nelle note alle premesse.

— Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE) è pubblicato nella G.U.R.I. 18 luglio 2014, n. 165.

— La direttiva 2019/944/UE, è riportata nelle note alle premesse.

— Il testo dell’articolo 2 dell’Allegato della raccomandazione 2003/361/CE della Commissione europea è pubblicato nella G.U.U.E. 20 maggio 2003, n. L 124.

— Si riporta il testo dell’articolo 179, del citato decreto legislativo n. 152 del 2006:

«Art. 179 *(Criteri di priorità nella gestione dei rifiuti)*. — 1. La gestione dei rifiuti avviene nel rispetto della seguente gerarchia:

a) prevenzione;

b) preparazione per il riutilizzo;

c) riciclaggio;

d) recupero di altro tipo, per esempio il recupero di energia;

e) smaltimento.

2. La gerarchia stabilisce, in generale, un ordine di priorità di ciò che costituisce la migliore opzione ambientale. Nel rispetto della gerarchia di cui al comma 1, devono essere adottate le misure volte a incoraggiare le opzioni che garantiscono, nel rispetto degli articoli 177, commi 1 e 4, e 178, il miglior risultato complessivo, tenendo conto degli impatti sanitari, sociali ed economici, ivi compresa la fattibilità tecnica e la praticabilità economica.

3. Con riferimento a flussi di rifiuti specifici è consentito discostarsi, in via eccezionale, dall’ordine di priorità di cui al comma 1 qualora ciò sia previsto nella pianificazione nazionale e regionale e consentito dall’autorità che rilascia l’autorizzazione ai sensi del Titolo III-*bis* della Parte II o del Titolo I, Capo IV, della Parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nel rispetto del principio di precauzione e sostenibilità, in base ad una specifica analisi degli impatti complessivi della produzione e della gestione di tali rifiuti sia sotto il profilo ambientale e sanitario, in termini di ciclo di vita, che sotto il profilo sociale ed economico, ivi compresi la fattibilità tecnica e la protezione delle risorse.

4. Con uno o più decreti del Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro della salute, possono essere individuate, con riferimento a flussi di rifiuti specifici, le opzioni che garantiscono, in conformità a quanto stabilito dai commi da 1 a 3, il miglior risultato in termini di protezione della salute umana e dell’ambiente.

5. Le pubbliche amministrazioni perseguono, nell’esercizio delle rispettive competenze, iniziative dirette a favorire il rispetto della gerarchia del trattamento dei rifiuti di cui al comma 1 in particolare mediante:

a) la promozione dello sviluppo di tecnologie pulite, che permettano un uso più razionale e un maggiore risparmio di risorse naturali;

b) la promozione della messa a punto tecnica e dell’immissione sul mercato di prodotti concepiti in modo da non contribuire o da contribuire il meno possibile, per la loro fabbricazione, il loro uso o il loro smaltimento, ad incrementare la quantità o la nocività dei rifiuti e i rischi di inquinamento;

c) la promozione dello sviluppo di tecniche appropriate per l’eliminazione di sostanze pericolose contenute nei rifiuti al fine di favorirne il recupero;

d) la determinazione di condizioni di appalto che prevedano l’impiego dei materiali recuperati dai rifiuti e di sostanze e oggetti prodotti, anche solo in parte, con materiali recuperati dai rifiuti al fine di favorire il mercato dei materiali medesimi;

e) l’impiego dei rifiuti per la produzione di combustibili e il successivo utilizzo e, più in generale, l’impiego dei rifiuti come altro mezzo per produrre energia.

6. Nel rispetto della gerarchia del trattamento dei rifiuti le misure dirette al recupero dei rifiuti mediante la preparazione per il riutilizzo, il riciclaggio o ogni altra operazione di recupero di materia sono adottate con priorità rispetto all’uso dei rifiuti come fonte di energia.

7. Le pubbliche amministrazioni promuovono l’analisi del ciclo di vita dei prodotti sulla base di metodologie uniformi per tutte le tipologie di prodotti stabilite mediante linee guida dall’ISPRA, eco-bilanci, la divulgazione di informazioni anche ai sensi del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195, l’uso di strumenti economici, di criteri in materia di procedure di evidenza pubblica, e di altre misure necessarie.

8. Le Amministrazioni interessate provvedono agli adempimenti di cui al presente articolo con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.».

— Il Regolamento (UE) 2018/1999 è riportato nelle note alle premesse.

— Si riporta il testo dell’articolo 183, comma 1, lettera *d)*, del citato decreto legislativo n. 152 del 2006:

«Art. 183. *(Definizioni)*. — (*omissis*).

d) “rifiuti organici”: rifiuti biodegradabili di giardini e parchi, rifiuti alimentari e di cucina prodotti da nuclei domestici, ristoranti, uffici, attività all’ingrosso, mense, servizi di ristorazione e punti vendita al dettaglio e rifiuti equiparabili prodotti dagli impianti dell’industria alimentare;.

(*omissis*).».

— Il decreto del Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare del 14 novembre 2019 (Istituzione del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi) è pubblicato nella G.U.R.I. 28 novembre 2019, n. 279.

— Per la direttiva (UE) 2018/2001, si veda nelle note alle premesse.

— Si riporta il testo dell'articolo 4, comma 1, del citato decreto legislativo n. 192 del 2005:

«Art. 4 *(Adozione di criteri generali, di una metodologia di calcolo e requisiti della prestazione energetica)*. — 1. Con uno o più decreti del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e, per i profili di competenza, con il Ministro della salute e con il Ministro della difesa, acquisita l'intesa con la Conferenza unificata, sono definiti:

a) le modalità di applicazione della metodologia di calcolo delle prestazioni energetiche e l'utilizzo delle fonti rinnovabili negli edifici, in relazione all'allegato I della direttiva 2010/31/UE e successive modificazioni, sulla prestazione energetica nell'edilizia, tenendo conto dei seguenti criteri generali, oltre a quelli già esplicitati nel suddetto allegato I:

1) la prestazione energetica degli edifici è determinata in conformità alla normativa tecnica UNI e CTI, allineate con le norme predisposte dal CEN a supporto della direttiva 2010/31/UE, su specifico mandato della Commissione europea;

2) il fabbisogno energetico annuale globale si calcola per singolo servizio energetico, espresso in energia primaria, su base mensile. Con le stesse modalità si determina l'energia rinnovabile prodotta all'interno del confine del sistema;

3) si opera la compensazione mensile tra i fabbisogni energetici e l'energia rinnovabile prodotta all'interno del confine del sistema, per vettore energetico e fino a copertura totale del corrispondente vettore energetico consumato;

4) ai fini della compensazione di cui al numero 3, è consentito utilizzare l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili all'interno del confine del sistema ed esportata, secondo le modalità definite dai decreti di cui al presente comma;

b) l'applicazione di prescrizioni e requisiti minimi, aggiornati ogni cinque anni, in materia di prestazioni energetiche degli edifici e unità immobiliari, siano essi di nuova costruzione, oggetto di ristrutturazioni importanti o di riqualificazioni energetiche, sulla base dell'applicazione della metodologia comparativa di cui all'articolo 5 della direttiva 2010/31/UE, secondo i seguenti criteri generali:

1) i requisiti minimi rispettano le valutazioni tecniche ed economiche di convenienza, fondate sull'analisi costi-benefici del ciclo di vita economico degli edifici;

2) in caso di nuova costruzione e di ristrutturazione importante, i requisiti sono determinati con l'utilizzo dell'"edificio di riferimento", in funzione della tipologia edilizia e delle fasce climatiche;

3) per le verifiche necessarie a garantire il rispetto della qualità energetica prescritta, sono previsti dei parametri specifici del fabbricato, in termini di indici di prestazione termica e di trasmittanze, e parametri complessivi, in termini di indici di prestazione energetica globale, espressi sia in energia primaria totale che in energia primaria non rinnovabile;

3-*bis*) in fase di progettazione per la realizzazione di nuovi edifici o per la ristrutturazione importante degli edifici esistenti, si tiene conto della fattibilità tecnica, funzionale, ambientale ed economica dei sistemi alternativi ad alta efficienza, se disponibili;

3-*ter*) i nuovi edifici e gli edifici esistenti, in occasione della sostituzione del generatore di calore, ove tecnicamente ed economicamente fattibile, sono dotati di dispositivi autoregolanti che controllino separatamente la temperatura in ogni vano o, ove giustificabile, in una determinata zona riscaldata o raffrescata dell'unità immobiliare;

3-*quater*) nel caso di nuova installazione, sostituzione o miglioramento dei sistemi tecnici per l'edilizia, i requisiti minimi comprendono il rendimento energetico globale, assicurano la corretta installazione e il corretto dimensionamento e prevedono inoltre adeguati sistemi di regolazione e controllo, eventualmente differenziandoli per i casi di installazione in edifici nuovi o esistenti;

3-*quinquies*) per i nuovi edifici e gli edifici sottoposti a ristrutturazioni importanti, i requisiti rispettano i parametri del benessere termo-igrometrico degli ambienti interni, della sicurezza in caso di incendi e dei rischi connessi all'attività sismica;

3-*sexies*) ove tecnicamente ed economicamente fattibile, entro il 1° gennaio 2025 gli edifici non residenziali, dotati di impianti termici con potenza nominale superiore a 290 kW, sono dotati di sistemi di automazione e controllo di cui all'articolo 14, paragrafo 4, e all'articolo 15, paragrafo 4, della direttiva 2010/31/UE, e successive modificazioni.

(*omissis*).».

Note all'art. 3:

— Il regolamento (UE) 2021/1119, è riportato nelle note alle premesse.

Note all'art. 5:

— Si riporta il testo dell'articolo 3, comma 11, del citato decreto legislativo n. 79 del 1999:

«Art. 3 *(Gestore della rete di trasmissione nazionale)*. — (*omissis*).

11. Entro centottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, con uno o più decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono altresì individuati gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, ivi inclusi gli oneri concernenti le attività di ricerca e le attività di cui all'articolo 13, comma 2, lettera *e)*. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede al conseguente adeguamento del corrispettivo di cui al comma 10.

(*omissis*).».

— La direttiva 2019/944/UE, è riportata nelle note alle premesse.

Note all'art. 6:

— Si riporta il testo dell'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281 (Definizione ed ampliamento delle attribuzioni della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano ed unificazione, per le materie ed i compiti di interesse comune delle regioni, delle province e dei comuni, con la Conferenza Stato-città ed autonomie locali), pubblicato nella G.U.R.I. 30 agosto 1997, n. 202.:

«Art. 8 *(Conferenza Stato-città ed autonomie locali e Conferenza unificata)*. — 1. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è unificata per le materie ed i compiti di interesse comune delle regioni, delle province, dei comuni e delle comunità montane, con la Conferenza Stato-regioni.

2. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è presieduta dal Presidente del Consiglio dei Ministri o, per sua delega, dal Ministro dell'interno o dal Ministro per gli affari regionali nella materia di rispettiva competenza; ne fanno parte altresì il Ministro del tesoro e del bilancio e della programmazione economica, il Ministro delle finanze, il Ministro dei lavori pubblici, il Ministro della sanità, il presidente dell'Associazione nazionale dei comuni d'Italia - ANCI, il presidente dell'Unione province d'Italia - UPI ed il presidente dell'Unione nazionale comuni, comunità ed enti montani - UNCEM. Ne fanno parte inoltre quattordici sindaci designati dall'ANCI e sei presidenti di provincia designati dall'UPI. Dei quattordici sindaci designati dall'ANCI cinque rappresentano le città individuate dall'articolo 17 della legge 8 giugno 1990, n. 142. Alle riunioni possono essere invitati altri membri del Governo, nonché rappresentanti di amministrazioni statali, locali o di enti pubblici.

3. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è convocata almeno ogni tre mesi, e comunque in tutti i casi il presidente ne ravvisi la necessità o qualora ne faccia richiesta il presidente dell'ANCI, dell'UPI o dell'UNCEM.

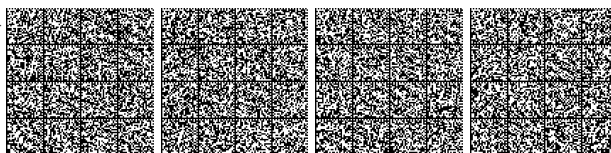
4. La Conferenza unificata di cui al comma 1 è convocata dal Presidente del Consiglio dei Ministri. Le sedute sono presiedute dal Presidente del Consiglio dei Ministri o, su sua delega, dal Ministro per gli affari regionali o, se tale incarico non è conferito, dal Ministro dell'interno.».

Note all'art. 7:

— Il testo dell'art. 8 del citato decreto legislativo n. 281, del 1997, è riportato nelle note all'art. 6.

Note all'art. 8:

— Si riporta il testo dell'articolo 42-*bis*, comma 9, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 (Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche ammini-

strazioni, nonché di innovazione tecnologica), pubblicato nella G.U.R.I. 31 dicembre 2019, n. 305, convertito con modificazioni dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8:

«Art. 42-*bis (Autoconsumo da fonti rinnovabili)*. — (*omissis*).

9. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, con decreto del Ministro dello sviluppo economico è individuata una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di cui al comma 2, sulla base dei seguenti criteri:

a) la tariffa incentivante è erogata dal GSE Spa ed è volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo;

b) il meccanismo è realizzato tenendo conto dei princìpi di semplificazione e di facilità di accesso e prevede un sistema di reportistica e di monitoraggio dei flussi economici ed energetici a cura del GSE Spa, allo scopo di acquisire elementi utili per la riforma generale del meccanismo dello scambio sul posto, da operare nell'ambito del recepimento della direttiva (UE) 2018/2001;

c) la tariffa incentivante è erogata per un periodo massimo di fruizione ed è modulata fra le diverse configurazioni incentivabili per garantire la redditività degli investimenti, tenuto conto di quanto disposto dal comma 6;

d) il meccanismo è realizzato tenendo conto dell'equilibrio complessivo degli oneri in bolletta e della necessità di non incrementare i costi tendenziali rispetto a quelli dei meccanismi vigenti;

e) è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione delle componenti di cui al comma 8, lettera *b)*, compresa la quota di energia condivisa, e dalla tariffa incentivante di cui al presente comma.

(*omissis*).».

Note all'art. 9:

— Si riporta il testo dell'art. 24 del citato decreto legislativo n. 28, del 2011:

«Art. 24 *(Meccanismi di incentivazione)*. — 1. La produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 è incentivata tramite gli strumenti e sulla base dei criteri generali di cui al comma 2 e dei criteri specifici di cui ai commi 3 e 4. La salvaguardia delle produzioni non incentivate è effettuata con gli strumenti di cui al comma 8.

2. La produzione di energia elettrica dagli impianti di cui al comma 1 è incentivata sulla base dei seguenti criteri generali:

a) l'incentivo ha lo scopo di assicurare una equa remunerazione dei costi di investimento ed esercizio;

b) il periodo di diritto all'incentivo è pari alla vita media utile convenzionale delle specifiche tipologie di impianto e decorre dalla data di entrata in esercizio dello stesso;

c) l'incentivo resta costante per tutto il periodo di diritto e può tener conto del valore economico dell'energia prodotta;

d) gli incentivi sono assegnati tramite contratti di diritto privato fra il GSE e il soggetto responsabile dell'impianto, sulla base di un contratto-tipo definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del primo dei decreti di cui al comma 5;

e) fatto salvo quanto previsto dalla lettera *i)* del presente comma e dalla lettera *c)* del comma 5, l'incentivo è attribuito esclusivamente alla produzione da nuovi impianti, ivi inclusi quelli realizzati a seguito di integrale ricostruzione, da impianti ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, e da centrali ibride, limitatamente alla quota di energia prodotta da fonti rinnovabili;

f) l'incentivo assegnato all'energia prodotta da impianti solari fotovoltaici è superiore per gli impianti ad alta concentrazione (400 soli) e tiene conto del maggior rapporto tra energia prodotta e superficie utilizzata;

g) per biogas, biomasse e bioliquidi sostenibili l'incentivo tiene conto della tracciabilità e della provenienza della materia prima, nonché dell'esigenza di destinare prioritariamente:

i. le biomasse legnose trattate per via esclusivamente meccanica all'utilizzo termico;

ii. i bioliquidi sostenibili all'utilizzo per i trasporti;

iii. il biometano all'immissione nella rete del gas naturale e all'utilizzo nei trasporti;

h) per biogas, biomasse e bioliquidi sostenibili, in aggiunta ai criteri di cui alla lettera *g)*, l'incentivo è finalizzato a promuovere:

i. l'uso efficiente di rifiuti e sottoprodotti, di biogas da reflui zootecnici o da sottoprodotti delle attività agricole, agro-alimentari, agro-industriali, di allevamento e forestali, di prodotti ottenuti da coltivazioni dedicate non alimentari, nonché di biomasse e bioliquidi sostenibili e biogas da filiere corte, contratti quadri e da intese di filiera;

ii. la realizzazione di impianti operanti in cogenerazione;

iii. la realizzazione e l'esercizio, da parte di imprenditori agricoli, di impianti alimentati da biomasse e biogas asserviti alle attività agricole, in particolare di micro e minicogenerazione, nel rispetto della disciplina comunitaria in materia di aiuti di Stato, tenuto conto di quanto previsto all'articolo 23, comma 1;

i) l'incentivo è altresì attribuito, per contingenti di potenza, alla produzione da impianti oggetto di interventi di rifacimento totale o parziale, nel rispetto dei seguenti criteri:

i. l'intervento è eseguito su impianti che siano in esercizio da un periodo pari almeno ai due terzi della vita utile convenzionale dell'impianto;

ii. l'incentivo massimo riconoscibile non può essere superiore, per gli interventi di rifacimento parziale, al 25% e, per gli interventi di rifacimento totale, al 50% dell'incentivo spettante per le produzioni da impianti nuovi; nel caso degli impianti alimentati a biomassa, ivi compresi quelli alimentati con la frazione biodegradabile dei rifiuti, l'incentivo massimo riconoscibile non può essere superiore, per gli interventi di rifacimento parziale, all'80% e, per gli interventi di rifacimento totale, al 90% dell'incentivo spettante per le produzioni da impianti nuovi;

iii. l'incentivo in ogni caso non si applica alle opere di manutenzione ordinaria e alle opere effettuate per adeguare l'impianto a prescrizioni di legge;

iv. l'incentivo non si applica alle produzioni da impianti che beneficiano di incentivi già attribuiti alla data di entrata in vigore del presente decreto o attribuiti ai sensi del presente articolo, per tutto il periodo per il quale è erogato l'incentivo in godimento;

i-*bis*) deve essere assicurata prioritaria possibilità di partecipazione agli incentivi a chi installi impianti fotovoltaici a seguito di rimozione dell'amianto, con agevolazioni premiali e modalità di partecipazione quanto più possibile ampie. A tali fini:

1) non è necessario che l'area dove è avvenuta la sostituzione dell'amianto coincida con quella dove viene installato l'impianto, purché l'impianto sia installato sullo stesso edificio o in altri edifici catastalmente confinanti nella disponibilità dello stesso soggetto;

2) gli impianti fotovoltaici potranno occupare una superficie maggiore di quella dell'amianto sostituito, fermo restando che in tale caso saranno decurtati proporzionalmente in modo forfettario i benefici aggiuntivi per la sostituzione dell'amianto;

i-*ter*) qualora nel corso delle procedure di assegnazione degli incentivi si verifichi un eccesso di offerta per gli impianti sopra o sotto una determinata soglia di potenza, con il decreto di cui al comma 5, la parte degli incentivi non assegnati può essere destinata ad altre procedure per impianti di potenza diversa dove vi sia eccesso di domanda.

3. La produzione di energia elettrica da impianti di potenza nominale fino a un valore, da stabilire con i decreti di cui al comma 5, differenziato sulla base delle caratteristiche delle diverse fonti rinnovabili, comunque non superiore a 5 MW elettrici per gli impianti eolici e a 1 MW elettrico per gli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ha diritto a un incentivo stabilito sulla base dei seguenti criteri:

a) l'incentivo è diversificato per fonte e per scaglioni di potenza, al fine di favorire la riduzione dei costi;

b) l'incentivo riconosciuto è quello applicabile alla data di entrata in esercizio sulla base del comma 5.

4. La produzione di energia elettrica da impianti di potenza nominale superiore ai valori minimi stabiliti per l'accesso ai meccanismi di cui al comma 3 ha diritto a un incentivo assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE. Le procedure d'asta sono disciplinate sulla base dei seguenti criteri:

a) gli incentivi a base d'asta tengono conto dei criteri generali indicati al comma 2 e del valore degli incentivi, stabiliti ai fini dell'applicazione del comma 3, relativi all'ultimo scaglione di potenza, delle specifiche caratteristiche delle diverse tipologie di impianto e delle economie di scala delle diverse tecnologie;

b) le aste hanno luogo con frequenza periodica e prevedono, tra l'altro, requisiti minimi dei progetti e di solidità finanziaria dei soggetti partecipanti, e meccanismi a garanzia della realizzazione degli impianti autorizzati, anche mediante fissazione di termini per l'entrata in esercizio;

c) le procedure d'asta sono riferite a contingenti di potenza, anche riferiti a più tecnologie e specifiche categorie di interventi;

d) l'incentivo riconosciuto è quello aggiudicato sulla base dell'asta al ribasso;

e) le procedure d'asta prevedono un valore minimo dell'incentivo comunque riconosciuto dal GSE, determinato tenendo conto delle esigenze di rientro degli investimenti effettuati.

5. Con decreti del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e, per i profili di competenza, con il Ministro delle politiche agricole e forestali, sentite l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Conferenza unificata, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono definite le modalità per l'attuazione dei sistemi di incentivazione di cui al presente articolo, nel rispetto dei criteri di cui ai precedenti commi 2, 3 e 4. I decreti disciplinano, in particolare:

a) i valori degli incentivi di cui al comma 3 per gli impianti che entrano in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2013 e gli incentivi a base d'asta in applicazione del comma 4, ferme restando le diverse decorrenze fissate ai sensi dei decreti attuativi previsti dall'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 nonché i valori di potenza, articolati per fonte e tecnologia, degli impianti sottoposti alle procedure d'asta;

b) le modalità con cui il GSE seleziona i soggetti aventi diritto agli incentivi attraverso le procedure d'asta;

c) le modalità per la transizione dal vecchio al nuovo meccanismo di incentivazione. In particolare, sono stabilite le modalità con le quali il diritto a fruire dei certificati verdi per gli anni successivi al 2015, anche da impianti non alimentati da fonti rinnovabili, è commutato nel diritto ad accedere, per il residuo periodo di diritto ai certificati verdi, a un incentivo ricadente nella tipologia di cui al comma 3, in modo da garantire la redditività degli investimenti effettuati;

d) le modalità di calcolo e di applicazione degli incentivi per le produzioni imputabili a fonti rinnovabili in centrali ibride;

e) le modalità con le quali è modificato il meccanismo dello scambio sul posto per gli impianti, anche in esercizio, che accedono a tale servizio, al fine di semplificarne la fruizione;

f) le modalità di aggiornamento degli incentivi di cui al comma 3 e degli incentivi a base d'asta di cui al comma 4, nel rispetto dei seguenti criteri:

i. la revisione è effettuata, per la prima volta, decorsi due anni dalla data di entrata in vigore del provvedimento di cui alla lettera *a)* e, successivamente, ogni tre anni;

ii. i nuovi valori riferiti agli impianti di cui al comma 3 si applicano agli impianti che entrano in esercizio decorso un anno dalla data di entrata in vigore del decreto di determinazione dei nuovi valori;

iii. possono essere introdotti obiettivi di potenza da installare per ciascuna fonte e tipologia di impianto, in coerenza con la progressione temporale di cui all'articolo 3, comma 3;

iv. possono essere riviste le percentuali di cumulabilità di cui all'articolo 26;

g) il valore minimo di potenza di cui ai commi 3 e 4, tenendo conto delle specifiche caratteristiche delle diverse tipologie di impianto, al fine di aumentare l'efficienza complessiva del sistema di incentivazione;

h) le condizioni in presenza delle quali, in seguito ad interventi tecnologici sugli impianti da fonti rinnovabili non programmabili volti a renderne programmabile la produzione ovvero a migliorare la prevedibilità delle immissioni in rete, può essere riconosciuto un incremento degli incentivi di cui al presente articolo. Con il medesimo provvedimento può essere individuata la data a decorrere dalla quale i nuovi impianti accedono agli incentivi di cui al presente articolo esclusivamente se dotati di tale configurazione. Tale data non può essere antecedente al 1° gennaio 2018;

i) fatto salvo quanto previsto all'articolo 23, comma 3, ulteriori requisiti soggettivi per l'accesso agli incentivi.

6. I decreti di cui al comma 5 sono adottati entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

7. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione degli incentivi di cui al presente articolo e all'articolo 25, comma 4, trovano copertura nel gettito della componente A3 delle tariffe dell'energia elettrica.

8. Fermo restando quanto stabilito dall'articolo 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 in materia di partecipazione al mercato elettrico dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, entro il 31 dicembre 2012, sulla base di indirizzi stabiliti dal Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede a definire prezzi minimi garantiti, ovvero integrazioni dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, per la produzione da impianti a fonti rinnovabili che continuano ad essere eserciti in assenza di incentivi e per i quali, in relazione al perseguimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, la salvaguardia della produzione non è assicurata dalla partecipazione al mercato elettrico. A tale scopo, gli indirizzi del Ministro dello sviluppo economico e le conseguenti deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas mirano ad assicurare l'esercizio economicamente conveniente degli impianti, con particolare riguardo agli impianti alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi, fermo restando, per questi ultimi, il requisito della sostenibilità.

9. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sono definiti specifici incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili mediante impianti che facciano ricorso a tecnologie avanzate e non ancora pienamente commerciali, compresi gli impianti sperimentali di potenza fino a 5 MW alimentati da fluidi geotermici a media ed alta entalpia.».

— Si riporta il testo dell'art. 13, commi 3 e 4, del citato decreto legislativo n. 387 del 2003:

«Art. 13 *(Questioni riguardanti la partecipazione al mercato elettrico)*. — (*omissis*).

3. Per quanto concerne l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, ad eccezione di quella ceduta al Gestore della rete nell'àmbito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip 12 luglio 1989, n. 15/89, 14 novembre 1990, n. 34/90, 29 aprile 1992, n. 6/92, nonché della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, essa è ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete alla quale l'impianto è collegato. L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas determina le modalità per il ritiro dell'energia elettrica di cui al presente comma facendo riferimento a condizioni economiche di mercato.

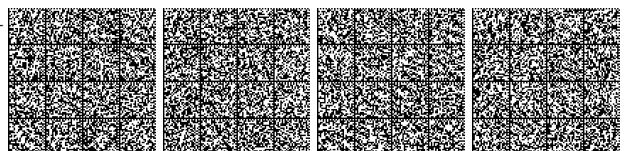
4. Dopo la scadenza delle convenzioni di cui ai commi 2 e 3, l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui al comma 2 viene ceduta al mercato. Dopo la scadenza di tali convenzioni, l'energia elettrica di cui al comma 3 è ritirata dal gestore di rete cui l'impianto è collegato, secondo modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con riferimento a condizioni economiche di mercato.

(*omissis*).».

— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 luglio 2019 (Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione) è pubblicato nella G.U.R.I. n. 9 agosto 2019, n. 186.

— Si riporta il testo dell'articolo 20 del citato decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 luglio 2019:

«Art. 20 *(Meccanismi di riallocazione della potenza)*. — 1. Al fine di massimizzare il tasso di realizzazione degli impianti, perseguendo contemporaneamente una differenziazione delle fonti di approvvigionamento, il GSE nell'ambito dello svolgimento delle procedure di asta e registro applica, nell'ordine, i seguenti meccanismi di riallocazione della potenza.

2. Per gli impianti a registro, qualora le richieste valide di uno dei gruppi A e B siano inferiori al contingente e, contestualmente, le richieste valide di iscrizione dell'altro gruppo siano superiori al contingente, la potenza non utilizzata del primo gruppo è trasferita al contingente del secondo gruppo in modo da scorrerne la graduatoria. La quantità di potenza tra-ferita è determinata dal GSE a parità di costo indicativo medio annuo degli incentivi, calcolato con le modalità utilizzate per il contatore di cui all'art. 27, comma 2, del decreto 23 giugno 2016.

3. Per gli impianti ad asta e registro, a decorrere dalla seconda procedura, la potenza messa a disposizione in ogni gruppo è quella indicata nelle Tabelle 2 e 3, sommata a quella eventualmente non aggiudicata nella precedente procedura, tenendo conto, per gli impianti a registro, della previa applicazione del meccanismo di cui al comma 2.

4. Per gli impianti ad asta dei gruppi A e B, a decorrere dalla terza procedura, il GSE verifica l'eventuale sussistenza di tutte le seguenti condizioni:

a) la potenza totale degli impianti risultata idonea per ciascun gruppo è superiore al 130% della potenza messa a disposizione;

b) la potenza totale degli impianti idonei è costituita, nell'ambito di ciascun gruppo, per più del 70% da impianti alimentati dalla stessa fonte e si registra una potenza offerta in esubero della fonte minoritaria pari almeno al 20% della potenza messa a disposizione;

c) il valore medio delle riduzioni offerte dagli impianti alimentati dalla fonte minoritaria è almeno pari alla metà del valor medio delle offerte di riduzione formulate dagli impianti alimentati dalla fonte di cui alla lettera *b)*.

5. Nel caso in cui sussistano tutte le condizioni di cui al comma 4, il GSE forma due distinte graduatorie, garantendo un contingente sufficiente ad accogliere la potenza esclusa della fonte minoritaria fino ad un massimo del 30% del contingente e assegnando la potenza residua all'altra fonte. Le graduatorie sono formate separatamente per ogni fonte, applicando a ciascuna le modalità e i criteri di selezione di cui all'art. 14.».

Note all'art. 10:

— Si riporta il testo dell'art. 7, comma 4, del citato decreto legislativo n. 102 del 2014:

«Art. 7 *(Obiettivo obbligatorio di efficienza energetica)*. — (*omissis*).

4. Entro il 30 giugno 2021, al fine di evitare frammentazioni e sovrapposizioni tra gli strumenti di promozione dell'efficienza energetica e incrementarne l'efficacia rispetto al conseguimento dell'obiettivo di cui al comma 1, è aggiornato il Conto Termico di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 febbraio 2016 pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 2 marzo 2016, n. 51, tenendo conto della necessità di adeguare in modo specialistico il meccanismo nel settore civile non residenziale, sia pubblico che privato, nonché dell'esigenza di semplificare l'accesso al meccanismo da parte della pubblica amministrazione e dei privati, anche attraverso la promozione e l'utilizzo di contratti di tipo EPC, e dell'opportunità di ampliare gli interventi ammissibili, quali, ad esempio, gli interventi di allaccio a sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente e l'installazione di impianti di microcogenerazione. L'aggiornamento tiene inoltre conto delle disposizioni di cui al Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria istituito con protocollo di intesa tra Governo e regioni del 4 giugno 2019, nonché al Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, con particolare riferimento alla necessità di:

a) prevedere l'inclusione degli interventi di riqualificazione degli edifici del settore terziario privato;

b) ampliare, garantendo l'invarianza dei costi in bolletta a carico degli utenti, il contingente di spesa messo a disposizione delle Pubbliche Amministrazioni;

c) rivedere le tempistiche relative alla realizzazione dei progetti da parte delle Pubbliche amministrazioni, al fine di renderle coerenti con le previsioni del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;

d) prevedere la possibilità, almeno nell'ambito degli interventi di riqualificazione profonda dell'edificio, di promuovere gli interventi di installazione di punti di ricarica per veicoli elettrici.

(*omissis*).».

— Si riporta il testo dell'art. 28 del citato decreto legislativo n. 102 del 2014:

«Art. 28 *(Contributi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni)*. — 1. Gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni, realizzati in data successiva al 31 dicembre 2011, sono incentivati sulla base dei seguenti criteri generali:

a) l'incentivo ha lo scopo di assicurare una equa remunerazione dei costi di investimento ed esercizio ed è commisurato alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili, ovvero ai risparmi energetici generati dagli interventi;

b) il periodo di diritto all'incentivo non può essere superiore a dieci anni e decorre dalla data di conclusione dell'intervento;

c) l'incentivo resta costante per tutto il periodo di diritto e può tener conto del valore economico dell'energia prodotta o risparmiata;

d) l'incentivo può essere assegnato esclusivamente agli interventi che non accedono ad altri incentivi statali, fatti salvi i fondi di garanzia, i fondi di rotazione e i contributi in conto interesse;

e) gli incentivi sono assegnati tramite contratti di diritto privato fra il GSE e il soggetto responsabile dell'impianto, sulla base di un contratto-tipo definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del primo dei decreti di cui al comma 2.

2. Con decreti del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e, per i profili di competenza, con il Ministro delle politiche agricole e forestali, previa intesa con Conferenza unificata, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono fissate le modalità per l'attuazione di quanto disposto al presente articolo e per l'avvio dei nuovi meccanismi di incentivazione. I decreti stabiliscono, inoltre:

a) i valori degli incentivi, sulla base dei criteri di cui al comma 1, in relazione a ciascun intervento, tenendo conto dell'effetto scala;

b) i requisiti tecnici minimi dei componenti, degli impianti e degli interventi;

c) i contingenti incentivabili per ciascuna applicazione, con strumenti idonei alla salvaguardia delle iniziative avviate;

d) gli eventuali obblighi di monitoraggio a carico del soggetto beneficiario, prevedendo, in particolare, che, qualora gli interventi incentivati siano stati eseguiti su impianti di amministrazioni pubbliche, queste, nel caso di scadenza del contratto di gestione nell'arco dei cinque anni successivi all'ottenimento degli stessi incentivi, assicurino il mantenimento dei requisiti mediante clausole contrattuali da inserire nelle condizioni di assegnazione del nuovo contratto;

e) le modalità con le quali il GSE provvede ad erogare gli incentivi;

f) le condizioni di cumulabilità con altri incentivi pubblici, fermo restando quanto stabilito dal comma 1, lettera *d)*;

g) le modalità di aggiornamento degli incentivi, nel rispetto dei seguenti criteri:

i. la revisione è effettuata, per la prima volta, decorsi due anni dalla data di entrata in vigore del provvedimento di cui al presente comma e, successivamente, ogni tre anni;

ii. i nuovi valori si applicano agli interventi realizzati decorso un anno dalla data di entrata in vigore del decreto di determinazione dei nuovi valori. (49)

3. I decreti di cui al comma 2 sono adottati entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente decreto.

4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione degli incentivi di cui al presente articolo trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.

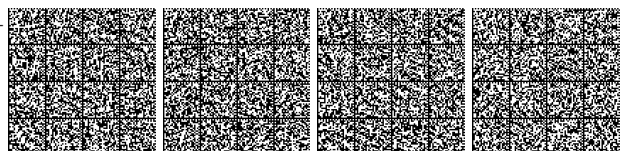
5. I commi 3 e 4 dell'articolo 6 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, sono abrogati a decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto attuativo del comma 2, lettera *f)*, del presente articolo. Fino al termine di cui al periodo precedente, gli strumenti di incentivazione di cui al comma 3 dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 115 del 2008 possono essere cumulati anche con fondi di garanzia, fondi di rotazione e contributi in conto interesse.

6. L'articolo 9 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, è abrogato.».

— Il testo dell'articolo 8 del decreto legislativo n. 281 del 1997, è riportato nelle note all'art. 6.

Note all'art. 11:

— Il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 14 novembre 2019 è riportato nelle note all'art. 2.

— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018 recante (Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti) è pubblicato nella G.U.R.I. 19 marzo 2018, n. 65.

— Si riporta il testo dell'art. 21 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 21 *(Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale)*. — 1. Il biometano immesso nella rete del gas naturale alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 20 è incentivato, su richiesta del produttore, secondo una delle seguenti modalità:

a) mediante il rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia immesso in rete ed utilizzato, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale, in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;

b) mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 2-*quater*, comma 1, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni, qualora il biometano sia immesso in rete e, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio, usato per i trasporti;

c) mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto di cui al comma 2, qualora sia immesso nella rete del gas naturale. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo di cui alla presente lettera trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.

2. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, entro 120 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, sono stabilite le direttive per l'attuazione di quanto previsto al comma 1, fatto salvo quanto previsto all'articolo 33, comma 5.».

Note all'art. 12:

— Si riporta il testo dell'art. 32, comma 1, lettera *b)*, del citato decreto legislativo n. 28, del 2011, così come modificato dal presente decreto:

«Art. 32 *(Interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale)*. — (*omissis*).

b) gli interventi e le misure prevedono, anche attraverso le risorse di cui al comma 2, il sostegno:

i. ai progetti di validazione in ambito industriale e di qualificazione di sistemi e tecnologie;

ii. ai progetti di innovazione dei processi e dell'organizzazione nei servizi energetici;

iii. alla creazione, ampliamento e animazione dei poli di innovazione finalizzati alla realizzazione dei progetti di cui al punto 1);

iv. al finanziamento di progetti sinergici a quelli previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza che consentano di accelerare lo sviluppo tecnologico e industriale.

iv.1 alla realizzazione di comunità dell'energia, sistemi di autoconsumo collettivo, sistemi di distribuzione chiusi anche con riguardo alla riconversione di siti industriali e configurazioni in esercizio, nei quali possa essere accelerato lo sviluppo tecnologico e il percorso di decarbonizzazione anche attraverso la sperimentazione di tecnologie innovative;

iv.2 ad attività strumentali funzionali al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione tramite la realizzazione di sistemi informatici di monitoraggio e analisi per la programmazione territoriale, nella misura massima del 10 per cento del gettito annuo complessivo.».

Note all'art. 13:

— Si riporta il testo dell'art. 25 del decreto-legge 26 giugno 2014, n. 91 (Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea), convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, pubblicato nella G.U.R.I. 24 giugno 2014, n. 144:

«Art. 25 *(Modalità di copertura di oneri sostenuti dal Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A.)*. — 1. Gli oneri sostenuti dal GSE per lo svolgimento delle attività di gestione, di verifica e di controllo, inerenti i meccanismi di incentivazione e di sostegno, sono a carico dei beneficiari delle medesime attività, ivi incluse quelle in corso con esclusione degli impianti destinati all'autoconsumo entro i 3 kW.

2. Entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto-legge, e successivamente ogni tre anni, il GSE propone al Ministro dello sviluppo economico l'entità delle tariffe per le attività di cui al comma 1 da applicare a decorrere dal 1° gennaio 2015 e valide per un triennio. Le tariffe sono definite dal GSE sulla base dei costi, della programmazione e delle previsioni di sviluppo delle medesime attività. La proposta include le modalità di pagamento delle tariffe.

3. La proposta di tariffe di cui al comma 2 è approvata dal Ministro dello sviluppo economico con decreto da adottare entro 60 giorni dalla comunicazione.

4. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico provvede alle compensazioni ove necessario.».

Note all'art. 14:

— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 settembre 2011 (Regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento) è pubblicato nella G.U.R.I. 19 settembre 2011, n. 218.

— Si riporta il testo dell'articolo 65, comma 1-*quater*, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1 (Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività) convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, pubblicato nella G.U.R.I. 24 gennaio 2012, n. 19.

«Art. 65 *(Impianti fotovoltaici in ambito agricolo)*. — (*omissis*).

1-*quater*. Il comma 1 non si applica agli impianti agro-voltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione.

(*omissis*).».

— Si riporta il testo dell'articolo 1, comma 1, del citato decreto legislativo n. 79 del 1999:

«Art. 1 *(Liberalizzazione e trasparenza societaria)*. — 1. Le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico contenuti nelle disposizioni del presente decreto. Le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3. L'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

(*omissis*).».

— Si riporta il testo dell'articolo 74, comma 3, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104 (Misure urgenti per il sostegno e il rilancio dell'economia) convertito, con modificazioni, dalla legge 13 ottobre 2020, n. 126, pubblicato nella G.U.R.I. 14 agosto 2020, n. 203:

«Art. 74 *(Incremento del fondo per l'acquisto di autoveicoli a basse emissioni di Co2 g/km – Automotive)*. — (*omissis*).

3. Nello stato di previsione del Ministero dello sviluppo economico è istituito un fondo, con una dotazione di 90 milioni di euro per l'anno 2020, finalizzato all'erogazione di contributi per l'installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici effettuata da persone fisiche nell'esercizio di attività di impresa, arti e professioni, nonché da soggetti passivi dell'imposta sul reddito delle società (IRES). Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti i criteri e le modalità di applicazione e di fruizione del contributo. Il contributo di cui al presente comma non è cumulabile con altre agevolazioni previste per la medesima spesa.

(*omissis*).».

Note all'art. 15:

— Si riporta il testo dell'art. 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47 (Attuazione della direttiva (UE) 2018/410 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 marzo 2018, che modifica la direttiva 2003/87/CE per sostenere una riduzione delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e promuovere investimenti a favore di basse

emissioni di carbonio, nonché adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/2392 relativo alle attività di trasporto aereo e alla decisione (UE) 2015/1814 del Parlamento europeo e del Consiglio del 6 ottobre 2015 relativa all'istituzione e al funzionamento di una riserva stabilizzatrice del mercato) pubblicato nella G.U.R.I. 10 giugno 2020, n. 146:

«Art. 23 *(Messa all'asta delle quote)*. — 1. Tutte le quote che non sono oggetto di assegnazione gratuita a norma degli articoli 10-*bis* e 10-*quater* della direttiva 2003/87/CE e che non sono immesse nella riserva stabilizzatrice di mercato istituita con decisione (UE) 2015/1814 del Parlamento europeo e del Consiglio o cancellate a norma dell'articolo 36, sono collocate all'asta a norma del relativo regolamento unionale. Il quantitativo delle quote da collocare all'asta è determinato con decisione della Commissione europea.

2. Il GSE svolge il ruolo di responsabile per il collocamento e pone in essere, a questo scopo, tutte le attività necessarie, propedeutiche, connesse e conseguenti, ivi incluse quelle finalizzate a consentire alla piattaforma d'asta di trattenere le risorse necessarie per il pagamento del sorvegliante d'asta, in conformità con le norme unionali.

3. I proventi delle aste sono versati al GSE sul conto corrente dedicato "Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System" ("TARGET2"). Il GSE trasferisce i proventi delle aste ed i relativi interessi maturati su un apposito conto acceso presso la Tesoreria dello Stato, intestato al Dipartimento del tesoro, dandone contestuale comunicazione ai Ministeri interessati. Detti proventi sono successivamente versati all'entrata del bilancio dello Stato per essere riassegnati, fatto salvo quanto previsto dal comma 6, ad appositi capitoli per spese di investimento degli stati di previsione interessati, con vincolo di destinazione in quanto derivante da obblighi unionali, ai sensi e per gli effetti della direttiva 2003/87/CE. Le somme di cui al primo ed al secondo periodo del presente comma sono sottoposte a gestione separata e non sono pignorabili.

4. Alla ripartizione delle risorse di cui al comma 3 si provvede, previa verifica dei proventi derivanti dalla messa all'asta delle quote di cui al comma 1, con decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con i Ministri dello sviluppo economico e dell'economia e delle finanze, da emanarsi entro il 31 maggio dell'anno successivo a quello di effettuazione delle aste. Il 50% dei proventi delle aste è assegnato complessivamente al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e al Ministero dello sviluppo economico, nella misura del 70% al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del 30% al Ministero dello sviluppo economico.

5. Il 50% delle risorse di cui al comma 3 è riassegnato al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato, di cui all'articolo 44 del decreto del Presidente della Repubblica 30 dicembre 2003, n. 398.

6. Un'apposita convenzione fra il Ministero dell'economia e delle finanze - Dipartimento del tesoro e il GSE definisce le attività che lo stesso GSE sostiene in qualità di «responsabile del collocamento», ivi compresa la gestione del conto di cui al presente articolo. Ai relativi oneri si provvede a valere sui proventi delle aste ai sensi del comma 7, lettera *n)*.

7. Le risorse di cui al comma 4, assegnate al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e al Ministero dello sviluppo economico, sono destinate alle seguenti attività per misure aggiuntive rispetto agli oneri complessivamente derivanti a carico della finanza pubblica dalla normativa vigente alla data di entrata in vigore del presente decreto:

a) ridurre le emissioni dei gas a effetto serra, anche contribuendo al Fondo globale per l'efficienza energetica e le energie rinnovabili e al Fondo di adattamento, così come reso operativo dalla conferenza di Poznan sui cambiamenti climatici (COP 14 e COP/MOP 4);

b) finanziare attività di ricerca e di sviluppo e progetti dimostrativi volti all'abbattimento delle emissioni e all'adattamento ai cambiamenti climatici, compresa la partecipazione alle iniziative realizzate nell'ambito del Piano strategico europeo per le tecnologie energetiche e delle piattaforme tecnologiche europee;

c) sviluppare le energie rinnovabili al fine di rispettare l'impegno dell'unione europea in materia di energia rinnovabile, nonché sviluppare altre tecnologie che contribuiscano alla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio sicura e sostenibile e aiutare a rispettare l'impegno dell'Unione europea a incrementare l'efficienza energetica, ai livelli convenuti nei pertinenti atti legislativi;

d) favorire misure atte ad evitare la deforestazione e ad accrescere l'afforestazione e la riforestazione nei Paesi in via di sviluppo che sono parte dell'Accordo di Parigi collegato alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, adottato a Parigi il 12 dicembre 2015, ratificato e reso esecutivo ai sensi della legge 4 novembre 2016, n. 204;

e) trasferire tecnologie e favorire l'adattamento agli effetti avversi del cambiamento climatico in tali Paesi;

f) favorire il sequestro (di CO2) mediante silvicoltura;

g) rafforzare la tutela degli ecosistemi terrestri e marini, a partire dalle aree e dai siti protetti nazionali, internazionali e dell'Unione europea, anche mediante l'impiego di idonei mezzi e strutture per il monitoraggio, il controllo e il contrasto dell'inquinamento;

h) incentivare la cattura e lo stoccaggio geologico ambientalmente sicuri di CO2, in particolare quello emesso dalle centrali a combustibili fossili solidi e da una serie di settori e sottosettori industriali, anche nei Paesi terzi;

i) incoraggiare il passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni;

l) finanziare la ricerca e lo sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite nei settori disciplinati dal presente decreto;

m) favorire misure intese ad aumentare l'efficienza energetica e efficienza idrica, i sistemi di teleriscaldamento, la cogenerazione ad alto rendimento e l'isolamento delle abitazioni o a fornire un sostegno finanziario per affrontare le problematiche sociali dei nuclei a reddito medio-basso, «anche alimentando il fondo nazionale efficienza energetica di cui all'articolo 15 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102»;

n) coprire le spese di cui all'articolo 4, commi 6, 7 e 12 e le spese amministrative connesse alla gestione del sistema diverse dai costi di cui all'articolo 46, comma 5;

o) compensare i costi come definiti dal paragrafo 26 delle linee guida di cui alla comunicazione della Commissione europea C 2012 3230 final con priorità di assegnazione alle imprese accreditate della certificazione ISO 50001;

p) finanziare attività a favore del clima in paesi terzi vulnerabili, tra cui l'adattamento agli impatti dei cambiamenti climatici;

q) promuovere la creazione di competenze e il ricollocamento dei lavoratori al fine di contribuire a una transizione equa verso un'economia a basse emissioni di carbonio, in particolare nelle regioni maggiormente interessate dalla transizione occupazionale, in stretto coordinamento con le parti sociali;

r) sostenere le azioni e le infrastrutture funzionali all'abbandono del carbone nella generazione termoelettrica.

8. La quota annua dei proventi derivanti dalle aste, eccedente il valore di 1.000 milioni di euro, è destinata, nella misura massima complessiva di 100 milioni di euro per l'anno 2020 e di 150 milioni di euro annui a decorrere dall'anno 2021, al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale, con l'assegnazione di una quota fino a 10 milioni di euro al finanziamento di interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale e della restante quota alle finalità di cui al comma 2 dell'articolo 29, nonché, per una quota massima di 20 milioni di euro annui per gli anni dal 2020 al 2024, al Fondo per la riconversione occupazionale nei territori in cui sono ubicate centrali a carbone, istituito presso il Ministero dello sviluppo economico. I criteri, le condizioni e le procedure per l'utilizzo delle risorse del «Fondo per la riconversione occupazionale nei territori in cui sono ubicate centrali a carbone» sono stabiliti con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con il Ministro del lavoro e delle politiche sociali e con il Ministro dell'economia e delle finanze, anche ai fini del rispetto del limite di spesa degli stanziamenti assegnati. Per la copertura degli oneri relativi ai predetti fondi si utilizzano le quote dei proventi delle aste assegnate al Ministero dello sviluppo economico e, ove necessario, per la residua copertura si utilizzano le quote dei proventi assegnate al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. (3)

9. Al fine di consentire alla Commissione europea la predisposizione della relazione sul funzionamento del mercato del carbonio di cui all'articolo 10, paragrafo 5, della direttiva 2003/87/CE, il Comitato garantisce che ogni informazione pertinente sia trasmessa alla Commissione almeno due mesi prima che quest'ultima approvi la relazione. A tale fine, fermo restando gli obblighi di riservatezza, il Comitato può richiedere le informazioni necessarie al GSE relativamente alla sua funzione di responsabile per il collocamento.».

— Il testo dell'art. 2 del decreto-legge n. 22 del 2021, è riportato nelle note alle premesse.

— Si riporta il testo dell'art. 4, comma 2, del citato decreto legislativo n. 47 del 2020, così come modificato dal presente decreto:

«Art. 2 *(Autorità nazionale competente)*. — (*omissis*).

2. Il Comitato è un organo collegiale composto da quindici membri, dei quali dieci con diritto di voto e cinque con funzioni consultive, nominati con decreto del Ministro della transizione ecologica. Dei dieci membri con diritto di voto quattro, compreso il Presidente e il Vicepresidente, sono designati dal Ministro della transizione ecologica; due dal Ministro dello sviluppo economico; uno dal Ministro della Giustizia che ha diritto di voto esclusivamente sulle questioni inerenti l'attività sanzionatoria; tre dal Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, di cui due appartenenti all'Ente nazionale per l'aviazione civile di seguito ENAC. I membri designati dal Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili hanno diritto di voto esclusivamente sulle questioni inerenti il trasporto aereo. I cinque membri con funzioni consultive sono designati: uno dal Ministro dell'economia e delle finanze, uno dal Dipartimento per le politiche europee, uno dalla Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano e due dal Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale e svolgono le funzioni consultive esclusivamente con riferimento alle attività di cui al comma 10.

(*omissis*).».

Note all'art. 16:

— Si riporta il testo dell'art. 35 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 35 (*Progetti comuni e trasferimenti statistici con altri Stati membri). —* 1. Sulla base di accordi internazionali all'uopo stipulati, sono promossi e gestiti con Stati membri dell'Unione europea progetti comuni e trasferimenti statistici di produzioni di energia da fonti rinnovabili, relativi agli obiettivi 2020 e 2030, nel rispetto dei criteri di cui ai commi seguenti.

2. Nel caso di trasferimenti statistici da altri Stati membri dell'Unione europea verso l'Italia:

a) gli accordi sono promossi allorché, sulla base dei dati statistici di produzione e delle previsioni di entrata in esercizio di nuovi impianti effettuate dal GSE si prospetta il mancato raggiungimento degli obiettivi 2020 e 2030;

b) l'onere specifico per il trasferimento statistico e per i progetti comuni è non superiore al valore medio ponderato dell'incentivazione, in Italia, della produzione elettrica da impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio nell'anno precedente a quello di stipula dell'accordo;

c) gli accordi sono stipulati e gestiti con modalità che assicurano che l'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota di energia proveniente dal progetto comune, contribuisca al raggiungimento degli obiettivi italiani in materia di fonti rinnovabili.

3. La copertura dei costi per i trasferimenti statistici e i progetti comuni di cui al comma 1 è assicurata dalle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale, con modalità fissate dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) successivamente alla stipula di ciascun accordo.

4. Nel caso di trasferimenti statistici dall'Italia verso altri Stati membri o regioni dell'Unione europea:

a) l'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota di energia proveniente dal progetto comune, è determinata in modo da assicurare comunque il raggiungimento degli obiettivi italiani;

b) in caso di trasferimenti statistici, la scelta dello Stato o degli Stati membri verso cui ha effetto il trasferimento statistico avviene, a cura del Ministero dello sviluppo economico, mediante valutazione delle manifestazioni di interesse, considerando anche il criterio del migliore vantaggio economico conseguibile;

c) i proventi derivanti dal trasferimento statistico sono attributi direttamente alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e sono destinati, secondo modalità stabilite dall'ARERA sulla base di indirizzi adottati dal Ministro dello sviluppo economico, alla riduzione degli oneri generali di sistema relativi al sostegno delle fonti rinnovabili ed alla ricerca di sistema elettrico, ovvero ad altre finalità connesse agli obiettivi italiani 2020 e 2030 eventualmente concordati con gli Stati destinatari del trasferimento.

5. Per gli accordi di cui al presente articolo sono in ogni caso stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'energia trasferita.

6. La cooperazione per progetti comuni con altri Stati membri può comprendere operatori privati.".

Note all'art. 17.

— La direttiva 2018/2001/UE è riportata nelle note alle premesse.

— Si riporta il testo degli articoli 36 e 37 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 36 *(Progetti comuni con Paesi terzi).—* 1. Ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili, è incentivata l'importazione di elettricità da fonti rinnovabili proveniente da Stati non appartenenti all'Unione europea ed effettuata su iniziativa di soggetti operanti nel settore energetico, sulla base di accordi internazionali all'uopo stipulati con lo Stato da cui l'elettricità da fonti rinnovabili è importata. Tali accordi si conformano ai seguenti criteri:

a) il sostegno è effettuato mediante il riconoscimento, sull'energia immessa nel sistema elettrico nazionale, di un incentivo che, rispetto a quello riconosciuto in Italia alle fonti e alle tipologie impiantistiche da cui l'elettricità è prodotta nel Paese terzo, è di pari durata e di entità inferiore, in misura fissata negli accordi di cui al presente articolo, tenendo conto della maggiore producibilità ed efficienza degli impianti nei Paesi terzi e del valore medio dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia;

b) la produzione e l'importazione avviene con modalità tali da assicurare che l'elettricità importata contribuisca al raggiungimento degli obiettivi italiani in materia di fonti rinnovabili;

c) sono stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'elettricità importata per le finalità di cui all'articolo 40.

2. Con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con i Ministri degli affari esteri e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, può essere stabilito, salvaguardando gli accordi già stipulati, un valore dell'incentivo diverso da quello di cui alla lettera *a)* del comma 1, contemperando gli oneri economici conseguenti al riconoscimento dell'incentivo stesso e gli effetti economici del mancato raggiungimento degli obiettivi.

3. Il comma 4 dell'articolo 20 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 è abrogato."

«Art. 37 *(Trasferimenti statistici tra le Regioni).—* 1. Ai fini del raggiungimento dei rispettivi obiettivi in materia di fonti rinnovabili, definiti in attuazione dell'articolo 2, comma 167, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, e successive modificazioni, le Regioni e le Province autonome possono concludere accordi per il trasferimento statistico di determinate quantità di energia rinnovabile.

2. Il trasferimento statistico di cui al comma 1 non deve pregiudicare il conseguimento dell'obiettivo della Regione che effettua il trasferimento.

3. Il raggiungimento dell'obiettivo di ciascuna Regione, di cui al comma 1, e la disponibilità effettiva di energia da trasferire, ovvero da compensare, sono misurati applicando la metodologia di cui all'articolo 40, comma 5.

4. Ai fini del raggiungimento dei propri obiettivi le Regioni:

a) possono concludere intese con enti territoriali interni ad altro Stato membro e accordi con altri Stati membri per trasferimenti statistici, nel rispetto delle condizioni e dei limiti di cui ai commi 2 e 3 dell'articolo 6 della legge 5 giugno 2003, n. 131, oppure concorrere alla copertura degli oneri di cui all'articolo 35, comma 2;

b) assicurano la coerenza tra la programmazione in materia di fonti rinnovabili, di cui all'articolo 2, comma 168, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, e la programmazione in altri settori;

c) promuovono l'efficienza energetica in coerenza con le norme nazionali;

d) emanano indirizzi agli enti locali, in particolare per il contenimento dei consumi energetici e per lo svolgimento dei procedimenti di competenza degli enti locali relativi alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione da fonti rinnovabili;

e) provvedono a incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, nei limiti di cumulabilità fissati dalle norme nazionali.

5. Ai sensi dell'articolo 2, comma 169, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, il Ministro dello sviluppo economico provvede alla verifica del raggiungimento degli obiettivi regionali definiti in attuazione dell'articolo 2, comma 167, della medesima legge 24 dicembre 2007, n. 244, sulla base di quanto previsto all'articolo 40, comma 5.

6. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, previa intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono definiti e quantificati gli obiettivi regionali in attuazione del comma 167 dell'articolo 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244, e successive modificazioni. Con il medesimo decreto sono definite le modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle Regioni e delle Province autonome, in coerenza con quanto previsto dal comma 170 del medesimo articolo 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244.".

Note all'art. 18:

— Si riporta il testo dell'art. 4, comma 2, del citato decreto legislativo n. 28 del 2011, così come modificato dal presente decreto:

«Art. 4 *(Principi generali).*— (*omissis*).

2. I regimi di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili sono regolati dai seguenti articoli, secondo un criterio di proporzionalità:

a) comunicazione relativa alle attività in edilizia libera di cui all'articolo 6, comma 11;

*b) dichiarazione di inizio lavori asseverata di cui all'articolo 6-*bis*;*

c) procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6;

d) autorizzazione unica di cui all'articolo 5.

(*omissis*).».

— Si riporta il testo dell'art. 12, comma 10, del citato decreto legislativo n. 387 del 2003:

«Art. 12 *(Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative). —* (*omissis*).

10. In Conferenza unificata, su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Ministro per i beni e le attività culturali, si approvano le linee guida per lo svolgimento del procedimento di cui al comma 3. Tali linee guida sono volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio. In attuazione di tali linee guida, le regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti. Le regioni adeguano le rispettive discipline entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore delle linee guida. In caso di mancato adeguamento entro il predetto termine, si applicano le linee guida nazionali.

(*omissis*).».

Note all'art. 19:

— Il testo dell'art. 8 del citato decreto legislativo n. 281 del 1997, è riportato nelle note all'art. 6.

— Il testo dell'art. 4, comma 2, del citato decreto legislativo n. 28 del 2011, è riportato nelle note all'art. 18.

— Si riporta il testo dell'art. 5 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 5 *(Autorizzazione Unica).*— 1. Fatto salvo quanto previsto dagli articoli 6 e 7, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti, nonché le modifiche sostanziali degli impianti stessi, sono soggetti all'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 come modificato dal presente articolo, secondo le modalità procedimentali e le condizioni previste dallo stesso decreto legislativo n. 387 del 2003 e dalle linee guida adottate ai sensi del comma 10 del medesimo articolo 12, nonché dalle relative disposizioni delle Regioni e delle Province autonome.

2. All'articolo 12, comma 4, del decreto legislativo n. 387 del 2003, l'ultimo periodo è sostituito dal seguente: «Fatto salvo il previo espletamento, qualora prevista, della verifica di assoggettabilità sul progetto preliminare, di cui all'articolo 20 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, il termine massimo per la conclusione del procedimento unico non può essere superiore a novanta giorni, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale».

3. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, previa intesa con la Conferenza unificata, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono individuati, per ciascuna tipologia di impianto e di fonte, gli interventi di modifica sostanziale degli impianti da assoggettare ad autorizzazione unica, fermo restando il rinnovo dell'autorizzazione unica in caso di modifiche qualificate come sostanziali ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Gli interventi di modifica diversi dalla modifica sostanziale, anche relativi a progetti autorizzati e non ancora realizzati, sono assoggettati alla procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6, fatto salvo quanto disposto dall'articolo 6-*bis*. Non sono considerati sostanziali e sono sottoposti alla disciplina di cui all'articolo 6, comma 11, gli interventi da realizzare sui progetti e sugli impianti fotovoltaici ed idroelettrici che non comportano variazioni delle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi, né delle opere connesse. Non sono considerati sostanziali e sono sottoposti alla disciplina di cui all'articolo 6, comma 11, gli interventi da realizzare sui progetti e sugli impianti fotovoltaici ed idroelettrici che, anche se consistenti nella modifica della soluzione tecnologica utilizzata, non comportano variazioni delle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi, né delle opere connesse a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento. Restano ferme, laddove previste, le procedure di verifica di assoggettabilità e valutazione di impatto ambientale di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Non sono considerati sostanziali e sono sottoposti alla disciplina di cui all'articolo 6, comma 11, gli interventi da realizzare sui progetti e sugli impianti eolici, nonché sulle relative opere connesse, che a prescindere dalla potenza nominale risultante dalle modifiche, vengono realizzati nello stesso sito dell'impianto eolico e che comportano una riduzione minima del numero degli aerogeneratori rispetto a quelli già esistenti o autorizzati. Fermi restando il rispetto della normativa vigente in materia di distanze minime di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, e dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti, nonché il rispetto della normativa in materia di smaltimento e recupero degli aerogeneratori, i nuovi aerogeneratori, a fronte di un incremento del loro diametro, dovranno avere un'altezza massima, intesa come altezza dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale, non superiore all'altezza massima dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente moltiplicata per il rapporto fra il diametro del rotore del nuovo aerogeneratore e il diametro dell'aerogeneratore già esistente.

3-*bis*. Per "sito dell'impianto eolico" si intende:

a) nel caso di impianti su una unica direttrice, il nuovo impianto è realizzato sulla stessa direttrice con una deviazione massima di un angolo di 10°, utilizzando la stessa lunghezza più una tolleranza pari al 15 per cento della lunghezza dell'impianto autorizzato, calcolata tra gli assi dei due aerogeneratori estremi;

b) nel caso di impianti dislocati su più direttrici, la superficie planimetrica complessiva del nuovo impianto è all'interno della superficie autorizzata, definita dal perimetro individuato, planimetricamente, dalla linea che unisce, formando sempre angoli convessi, i punti corrispondenti agli assi degli aerogeneratori autorizzati più esterni, con una tolleranza complessiva del 15 per cento.

3-*ter*. Per "riduzione minima del numero di aerogeneratori" si intende:

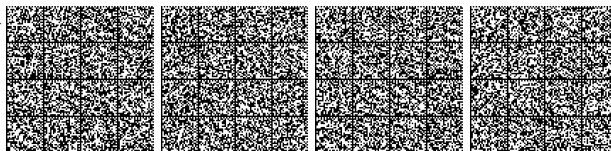
a) nel caso in cui gli aerogeneratori esistenti o autorizzati abbiano un diametro d1 inferiore o uguale a 70 metri, il numero dei nuovi aerogeneratori non deve superare il minore fra n1*2/3 e n1*d1/(d2-d1);

b) nel caso in cui gli aerogeneratori esistenti o autorizzati abbiano un diametro d1 superiore a 70 metri, il numero dei nuovi aerogeneratori non deve superare n1*d1/d2 arrotondato per eccesso dove:

1) d1: diametro rotori già esistenti o autorizzati;

2) n1: numero aerogeneratori già esistenti o autorizzati;

3) d2: diametro nuovi rotori;

4) h1: altezza raggiungibile dalla estremità delle pale rispetto al suolo (TIP) dell'aerogeneratore già esistente o autorizzato.

3-*quater*. Per "altezza massima dei nuovi aerogeneratori" h2 raggiungibile dall'estremità delle pale si intende, per gli aerogeneratori di cui alla lettera *a)* del comma 3-*ter*, due volte e mezza l'altezza massima dal suolo h1 raggiungibile dall'estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente e, per gli aerogeneratori di cui alla lettera *b)* del citato comma 3-*ter*, il doppio dell'altezza massima dal suolo h1 raggiungibile dall'estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente.

4. Qualora il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 sia delegato alle Province, queste ultime trasmettono alle Regioni, secondo modalità stabilite dalle stesse, le informazioni e i dati sulle autorizzazioni rilasciate.

5. Le disposizioni di cui al comma 4 dell'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 come modificato dal comma 2 del presente articolo, si applicano ai procedimenti avviati dopo la data di entrata in vigore del presente decreto.".

— Il testo dell'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo n. 28 del 2011, è riportato nelle note all'art. 18.

Note all'art. 20:

— Il testo dell'art. 8 del decreto legislativo n. 281 del 1997, è riportato nelle note all'art. 6.

— Si riporta il testo dell'art. 5, comma 1, lettere *a)* e *b)* della citata legge n. 53 del 2021:

«Art. 5 *(Principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2018/2001, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)*. — (*omissis*).

a) prevedere, previa intesa con la Conferenza unificata ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, su proposta del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo, al fine del concreto raggiungimento degli obiettivi indicati nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), una disciplina per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili nel rispetto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, nonché delle specifiche competenze dei Ministeri per i beni e le attività culturali e per il turismo, delle politiche agricole alimentari e forestali e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, privilegiando l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, e aree non utilizzabili per altri scopi, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa. A tal fine sono osservati, in particolare, i seguenti indirizzi:

1) la disciplina è volta a definire criteri per l'individuazione di aree idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. A tal fine, la disciplina reca inoltre criteri per la ripartizione fra regioni e province autonome e prevede misure di salvaguardia delle iniziative di sviluppo in corso che risultino coerenti con i criteri di localizzazione degli impianti preesistenti, rispetto a quelli definiti dalla presente lettera;

2) il processo programmatorio di individuazione delle aree idonee è effettuato da ciascuna regione o provincia autonoma in attuazione della disciplina di cui al numero 1) entro sei mesi. Nel caso di mancata adozione, è prevista l'applicazione dell'articolo 41 della legge 24 dicembre 2012, n. 234;

b) prevedere che, nell'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili di cui alla lettera *a)*, siano rispettati i princìpi della minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio e sul paesaggio, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento di tale obiettivo;

(*omissis*).".

— Si riporta il testo dell'art. 41 della legge 24 dicembre 2012, n. 234 (Norme generali sulla partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa e delle politiche dell'Unione europea) pubblicata nella G.U.R.I. 4 gennaio 2013, n. 3:

«Art. 41 *(Poteri sostitutivi dello Stato)*.— 1. In relazione a quanto disposto dagli articoli 117, quinto comma, e 120, secondo comma, della Costituzione, fermo restando quanto previsto dal decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, i provvedimenti di attuazione degli atti dell'Unione europea possono essere adottati dallo Stato nelle materie di competenza legislativa delle regioni e delle province autonome al fine di porre rimedio all'eventuale inerzia dei suddetti enti nel dare attuazione ad atti dell'Unione europea. In tale caso, i provvedimenti statali adottati si applicano, per le regioni e per le province autonome nelle quali non sia ancora in vigore la relativa normativa di attuazione, a decorrere dalla scadenza del termine stabilito per l'attuazione della rispettiva normativa dell'Unione europea e perdono comunque efficacia dalla data di entrata in vigore dei provvedimenti di attuazione di ciascuna regione e provincia autonoma. I provvedimenti statali recano l'esplicita indicazione della natura sostitutiva del potere esercitato e del carattere cedevole delle disposizioni in essi contenute. I predetti atti normativi sono sottoposti al preventivo esame della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano.

2. Nei casi di cui all'articolo 37, qualora gli obblighi di adeguamento ai vincoli derivanti dall'ordinamento dell'Unione europea riguardino materie di competenza legislativa o amministrativa delle regioni e delle province autonome, il Presidente del Consiglio dei Ministri o il Ministro per gli affari europei informa gli enti interessati assegnando un termine per provvedere e, ove necessario, chiede che la questione sia sottoposta all'esame della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano per concordare le iniziative da assumere. In caso di mancato tempestivo adeguamento da parte dei suddetti enti, il Presidente del Consiglio dei Ministri o il Ministro per gli affari europei propone al Consiglio dei Ministri le opportune iniziative ai fini dell'esercizio dei poteri sostitutivi di cui agli articoli 117, quinto comma, e 120, secondo comma, della Costituzione, ai sensi del comma 1 del presente articolo e delle altre disposizioni vigenti in materia.

2-*bis*. Nel caso di violazione della normativa europea accertata con sentenza della Corte di giustizia dell'Unione europea di condanna al pagamento di sanzioni a carico della Repubblica italiana, ove per provvedere ai dovuti adempimenti si renda necessario procedere all'adozione di una molteplicità di atti anche collegati tra loro, il Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro competente per materia, sentiti gli enti inadempienti, assegna a questi ultimi termini congrui per l'adozione di ciascuno dei provvedimenti e atti necessari. Decorso inutilmente anche uno solo di tali termini, il Consiglio dei ministri, sentito il soggetto interessato, su proposta del Presidente del Consiglio dei ministri e del Ministro competente per materia, adotta i provvedimenti necessari, anche normativi, ovvero nomina un apposito commissario. Alla riunione del Consiglio dei ministri è invitato il Presidente della Giunta regionale della regione interessata al provvedimento. Le disposizioni di cui al presente comma si applicano anche agli inadempimenti conseguenti alle diffide effettuate in data anteriore alla data di entrata in vigore della presente disposizione che si fondino sui presupposti e abbiano le caratteristiche di cui al primo periodo.

2-*ter*. Il commissario di cui al comma 2-*bis* esercita le facoltà e i poteri di cui ai commi 4, 5 e 6 dell'articolo 10 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.

2-*quater*. Le disposizioni di cui ai commi precedenti si applicano anche nei casi in cui sono in corso procedure europee di infrazione.".

— Il testo dell'art. 5 del decreto legislativo n. 28 del 2011, è riportato nelle note all'art. 19.

— Il titolo V, Parte Quarta, del citato decreto legislativo 43 aprile 2006, n. 152, reca: "Norme transitorie e finali".

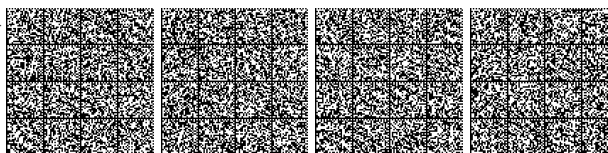
Note all'art. 21:

— Il testo dell'art. 8 del decreto legislativo n. 281 del 1997, è riportato nelle note all'art. 6.

Note all'art. 23:

— Si riporta il testo dell'art. 12, comma 3, ultimo periodo, del citato decreto legislativo n. 387 del 2003, così come modificato dal presente decreto:

«Art. 12 *(Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative)*.— (*omissis*).

Per gli impianti off-shore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della transizione ecologica di concerto il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e sentito, per gli aspetti legati all'attività

di pesca marittima, il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, nell'ambito del provvedimento adottato a seguito del procedimento unico di cui al comma 4, comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo.

(*omissis*).".

— Si riporta il testo dell'art. 5, comma 1, lett. *c)*, del citato decreto legislativo n. 201 del 2016:

«Art. 5. *(Elaborazione e attuazione della pianificazione dello spazio marittimo).—* (*omissis*).

c) impianti e infrastrutture per la prospezione, lo sfruttamento e l'estrazione di petrolio, gas e altre risorse energetiche, di minerali e aggregati e la produzione di energia da fonti rinnovabili;

(*omissis*).".

— Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° dicembre 2017, è riportato nelle note alle premesse.

— Si riporta il testo dell'articolo 5, comma 5, del citato decreto legislativo n. 201 del 2016:

«Art. 5. *(Elaborazione e attuazione della pianificazione dello spazio marittimo).—* (*omissis*).

5. I piani di gestione dello spazio marittimo sono elaborati dal Comitato tecnico di cui all'articolo 7 e, prima della approvazione, sono trasmessi al Tavolo interministeriale di coordinamento di cui all'articolo 6 che ne attesta la corrispondenza con il processo di pianificazione definito nelle linee guida di cui all'articolo 6, comma 2. I piani di gestione dello spazio marittimo sono approvati anche in tempi diversi e comunque entro il 31 marzo 2021, con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo parere della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano.

(*omissis*).".

— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 febbraio 2019 (Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse) è pubblicato nella G.U.R.I. 8 marzo 2019, n. 57.

Note all'art. 24:

— Si riporta il testo dell'art. 8-*bis* del decreto legislativo n. 28 del 2011, così come modificato dal presente decreto legislativo:

— Art. 8-*bis (Regimi di autorizzazione per la produzione di biometano).—*1. Ferme restando le disposizioni tributarie in materia di accisa sul gas naturale, per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di biometano e delle relative opere di modifica, ivi incluse *le opere connesse e le infrastrutture necessarie alla costruzione e all'esercizio degli impianti, inclusa l'immissione del biometano in rete*, si applicano le procedure di cui agli articoli 5 e 6. A tali fini si utilizza:

a) *la procedura abilitativa semplificata per i nuovi impianti di capacità produttiva, come definita ai sensi dell'articolo 21, comma 2, non superiore a 500 standard metri cubi/ora*;

a-bis*) una comunicazione all'autorità competente per gli interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione qualora le modifiche siano non sostanziali. In tal caso, entro novanta giorni dal ricevimento della comunicazione, l'autorità competente aggiorna l'autorizzazione rilasciata per esplicitare la quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano.*

b) l'autorizzazione unica nei casi diversi da quelli di cui alla lettera *a)* e a-*bis*).

1-bis*. Nei casi di cui al comma 1, lettera a*-bis*), le modifiche si considerano non sostanziali se, rispetto alla situazione esistente, non determinano un incremento delle emissioni in atmosfera e se il sito interessato non è ampliato più del 25 per cento in termini di superficie occupata. Nel caso di modifiche sostanziali, l'interessato invia all'autorità competente la domanda di autorizzazione ai sensi del comma 1 e i termini procedimentali per il rilascio della nuova autorizzazione sono ridotti della metà, fermo restando che il provvedimento finale dovrà esplicitare la quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano.*

(*omissis*).".

— Si riporta il testo dell'art. 3, del citato decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018:

«Art. 3 *(Qualità e sostenibilità del biometano).—* 1. Per la qualità del biometano si applicano le disposizioni del decreto del Ministero dello sviluppo economico 19 febbraio 2007, delle norme tecniche europee elaborate a supporto del mandato M/475 e delle norme tecniche nazionali applicabili.

2. Nei casi di connessione a sistemi di trasporto diversi dalle reti con l'obbligo di connessione di terzi, i costi di connessione sono a carico dei produttori di biometano o degli altri soggetti interessati.

3. Le disposizioni in materia di qualità richiamate al comma 1, nonché le disposizioni in materia di misura della quantità e dell'odorizzazione del biometano, nei casi previsti dalla normativa, e le altre disposizioni ritenute necessarie dall'Autorità per assicurare la corretta determinazione dei certificati di immissione in consumo, nel seguito CIC, si applicano al biometano comunque immesso nella rete del gas naturale, come definita all'art. 1, comma 3.

4. Per quanto concerne la qualità del biometano immesso in rete al di fuori delle reti del gas con obbligo di connessioni di terzi, il produttore del biometano deve assicurare quanto previsto al comma 1 effettuando misure di qualità secondo le modalità e frequenze previste dal rapporto tecnico UNI/TR 11537:2016. Il produttore di biometano invia al GSE con cadenza mensile i dati aggiornati delle misure e analisi effettuate nel rispetto dei criteri di cui al rapporto citato. Il GSE può predisporre, ai soli fini dell'erogazione dei CIC, controlli sulle principali componenti elencate nel rapporto tecnico UNI/TR 11537:2016 anche avvalendosi del laboratorio chimico e mineralogico della DGS-UNMIG del Ministero dello sviluppo economico. Qualora i valori attestino una qualità non rispondente alle specifiche previste, ferme restando le responsabilità poste in capo al produttore in materia di sicurezza e salute degli utenti della rete del gas e dei consumatori finali, il GSE avvia un'istruttoria, garantendo il contraddittorio al produttore e avvisando gli stessi utenti e clienti finali noti al GSE ed il gestore di rete ove esistente. Se il convogliamento del biometano avviene tramite condotta realizzata dal produttore, esso deve dotarla di apparecchiature necessarie alla captazione fisica del biometano fuori specifica. Il produttore provvede, in tutti i casi di fuori specifica, all'intercettazione immediata dell'immissione.

5. In tutti i casi d'immissione del biometano nella rete del gas naturale, come definita dall'art. 1, comma 3, il GSE può acquisire, anche in tele-lettura, i dati rilevanti ai fini della corretta determinazione dei CIC, secondo modalità e specifiche definite dallo stesso, effettuando un riscontro con quanto auto-dichiarato dal produttore. In caso di difformità valgono i dati acquisiti dal GSE. I costi per l'acquisizione di tali dati sono posti a carico del produttore stesso. 6. Il biometano comunque immesso nei trasporti ai sensi del presente decreto, deve rispettare quanto previsto dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 23 gennaio 2012 e successive modifiche e integrazioni, secondo le linee guida definite dal Comitato termotecnico italiano per la qualificazione degli operatori economici della filiera di produzione del biometano ai fini della tracciabilità e del bilancio di massa di cui alla UNI/TS 11567 e sue modifiche o integrazioni. Nel caso di biometano incentivato mediante ritiro dei CIC da parte del GSE, i produttori di biometano assicurano il rispetto delle succitate previsioni in luogo dei soggetti obbligati.".

— Si riporta il testo dell'articolo 183, comma 1, lettera *a)*, del citato decreto legislativo n. 152, del 2006:

«Art. 183. *(Definizioni). —* (*omissis*).

a) «rifiuto»: qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia l'intenzione o abbia l'obbligo di disfarsi;

(*omissis*).".

— Si riporta il testo dell'art. 184-*ter* del citato decreto legislativo n. 152 del 2006:

«Art. 184-*ter (Cessazione della qualifica di rifiuto).—* 1. Un rifiuto cessa di essere tale, quando è stato sottoposto a un'operazione di recupero, incluso il riciclaggio, e soddisfi i criteri specifici, da adottare nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) la sostanza o l'oggetto sono destinati a essere utilizzati per scopi specifici;

b) esiste un mercato o una domanda per tale sostanza od oggetto;

c) la sostanza o l'oggetto soddisfa i requisiti tecnici per gli scopi specifici e rispetta la normativa e gli standard esistenti applicabili ai prodotti;

d) l'utilizzo della sostanza o dell'oggetto non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o sulla salute umana.

2. L'operazione di recupero può consistere semplicemente nel controllare i rifiuti per verificare se soddisfano i criteri elaborati conformemente alle predette condizioni. I criteri di cui al comma 1 sono adottati in conformità a quanto stabilito dalla disciplina comunitaria ovvero, in mancanza di criteri comunitari, caso per caso per specifiche tipologie di rifiuto attraverso uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ai sensi dell' articolo 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400. I criteri includono, se necessario, valori limite per le sostanze inquinanti e tengono conto di tutti i possibili effetti negativi sull'ambiente della sostanza o dell'oggetto.

3. In mancanza di criteri specifici adottati ai sensi del comma 2, le autorizzazioni di cui agli articoli 208, 209 e 211 e di cui al titolo III-*bis* della parte seconda del presente decreto, per lo svolgimento di operazioni di recupero ai sensi del presente articolo, sono rilasciate o rinnovate nel rispetto delle condizioni di cui all'articolo 6, paragrafo 1, della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 novembre 2008, e sulla base di criteri dettagliati, definiti nell'ambito dei medesimi procedimenti autorizzatori previo parere obbligatorio e vincolante dell'ISPRA o dell'Agenzia regionale per la protezione ambientale territorialmente competente, che includono:

a) materiali di rifiuto in entrata ammissibili ai fini dell'operazione di recupero;

b) processi e tecniche di trattamento consentiti;

c) criteri di qualità per i materiali di cui è cessata la qualifica di rifiuto ottenuti dall'operazione di recupero in linea con le norme di prodotto applicabili, compresi i valori limite per le sostanze inquinanti, se necessario;

d) requisiti affinché i sistemi di gestione dimostrino il rispetto dei criteri relativi alla cessazione della qualifica di rifiuto, compresi il controllo della qualità, l'automonitoraggio e l'accreditamento, se del caso;

e) un requisito relativo alla dichiarazione di conformità.

In mancanza di criteri specifici adottati ai sensi del comma 2, continuano ad applicarsi, quanto alle procedure semplificate per il recupero dei rifiuti, le disposizioni di cui al decreto del Ministro dell'ambiente 5 febbraio 1998, pubblicato nel supplemento ordinario n. 72 alla *Gazzetta Ufficiale* n. 88 del 16 aprile 1998, e ai regolamenti di cui ai decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 12 giugno 2002, n. 161, e 17 novembre 2005, n. 269. (800)

3-*bis*. Le autorità competenti al rilascio delle autorizzazioni di cui al comma 3 comunicano all'ISPRA i nuovi provvedimenti autorizzatori adottati, riesaminati o rinnovati, entro dieci giorni dalla notifica degli stessi al soggetto istante.

3-*ter*. L'ISPRA, o l'Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente territorialmente competente delegata dal predetto Istituto, controlla a campione, sentita l'autorità competente di cui al comma 3-*bis*, in contraddittorio con il soggetto interessato, la conformità delle modalità operative e gestionali degli impianti, ivi compresi i rifiuti in ingresso, i processi di recupero e le sostanze o oggetti in uscita, agli atti autorizzatori rilasciati nonché alle condizioni di cui al comma 1, redigendo, in caso di non conformità, apposita relazione. Al fine di assicurare l'armonizzazione, l'efficacia e l'omogeneità dei controlli di cui al presente comma sul territorio nazionale, si applicano gli articoli 4, comma 4, e 6 della legge 28 giugno 2016, n. 132.

3-*quater*.

3-*quinquies*.

3-*sexies*. Con cadenza annuale, l'ISPRA redige una relazione sulle verifiche e i controlli effettuati nel corso dell'anno ai sensi del comma 3-*ter* e la comunica al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare entro il 31 dicembre.

3-*septies*. Al fine del rispetto dei princìpi di trasparenza e di pubblicità, è istituito presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il registro nazionale per la raccolta delle autorizzazioni rilasciate e delle procedure semplificate concluse ai sensi del presente articolo. Le autorità competenti, al momento del rilascio, comunicano al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare i nuovi provvedimenti autorizzatori emessi, riesaminati e rinnovati nonché gli esiti delle procedure semplificate avviate per l'inizio di operazioni di recupero di rifiuti ai fini del presente articolo. Con decreto non avente natura regolamentare del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sono definite le modalità di funzionamento e di organizzazione del registro di cui al presente comma. A far data dall'effettiva operatività del registro di cui al presente comma, la comunicazione di cui al comma 3-*bis* si intende assolta con la sola comunicazione al registro. Alle attività di cui al presente comma le amministrazioni provvedono con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

4. Un rifiuto che cessa di essere tale ai sensi e per gli effetti del presente articolo è da computarsi ai fini del calcolo del raggiungimento degli obiettivi di recupero e riciclaggio stabiliti dal presente decreto, dal decreto legislativo 24 giugno 2003, n. 209, dal decreto legislativo 25 luglio 2005, n. 151, e dal decreto legislativo 20 novembre 2008, n. 188, ovvero dagli atti di recepimento di ulteriori normative comunitarie, qualora e a condizione che siano soddisfatti i requisiti in materia di riciclaggio o recupero in essi stabiliti.

5. La disciplina in materia di gestione dei rifiuti si applica fino alla cessazione della qualifica di rifiuto.

5-*bis*. La persona fisica o giuridica che utilizza, per la prima volta, un materiale che ha cessato di essere considerato rifiuto e che non è stato immesso sul mercato o che immette un materiale sul mercato per la prima volta dopo che cessa di essere considerato rifiuto, provvede affinché il materiale soddisfi i pertinenti requisiti ai sensi della normativa applicabile in materia di sostanze chimiche e prodotti collegati. Le condizioni di cui al comma 1 devono essere soddisfatte prima che la normativa sulle sostanze chimiche e sui prodotti si applichi al materiale che ha cessato di essere considerato un rifiuto.".

Note all'art. 25:

— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 maggio 2015 (Approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici) è pubblicato nella G.U.R.I. n. 121 del 27 maggio 2015.

— Si riporta il testo dell'art. 13, comma 3, del citato decreto legislativo n. 387 del 2003:

«Art. 13. *(Questioni riguardanti la partecipazione al mercato elettrico).* — (*omissis*).

3. Per quanto concerne l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, ad eccezione di quella ceduta al Gestore della rete nell'àmbito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip 12 luglio 1989, n. 15/89, 14 novembre 1990, n. 34/90, 29 aprile 1992, n. 6/92, nonché della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, essa è ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete alla quale l'impianto è collegato. L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas determina le modalità per il ritiro dell'energia elettrica di cui al presente comma facendo riferimento a condizioni economiche di mercato.

(*omissis*).».

— Si riporta il testo dell'articolo 7 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 7 *(Regimi di autorizzazione per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili).*— 1. Gli interventi di installazione di impianti solari termici sono considerati attività ad edilizia libera e sono realizzati, ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, qualora ricorrano congiuntamente le seguenti condizioni:

a) siano installati impianti aderenti o integrati nei tetti di edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi;

b) la superficie dell'impianto non sia superiore a quella del tetto su cui viene realizzato;

c) gli interventi non ricadano nel campo di applicazione del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, e successive modificazioni.

2. Ai sensi dell'articolo 6, comma 2, lettera *a)*, e dell'articolo 123, comma 1, del testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di edilizia, di cui al decreto del Presidente della Repubblica

6 giugno 2001, n. 380, gli interventi di installazione di impianti solari termici sono realizzati previa comunicazione secondo le modalità di cui al medesimo articolo 6, qualora ricorrano congiuntamente le seguenti condizioni:

a) gli impianti siano realizzati su edifici esistenti o su loro pertinenze, ivi inclusi i rivestimenti delle pareti verticali esterne agli edifici;

b) gli impianti siano realizzati al di fuori della zona *A)*, di cui al decreto del Ministro per i lavori pubblici 2 aprile 1968, n. 1444.

3. All'articolo 6, comma 2, lettera *d)*, del testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di edilizia, di cui al decreto del Presidente della Repubblica n. 380 del 2001, sono soppresse le parole: «e termici, senza serbatoio di accumulo esterno».

4. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previa intesa con la Conferenza unificata, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabilite le prescrizioni per la posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica, ovvero sonde geotermiche, destinati al riscaldamento e alla climatizzazione di edifici, e sono individuati i casi in cui si applica la procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6.

5. Ai sensi dell'articolo 6, comma 2, lettera *a)*, e dell'articolo 123, comma 1, del testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di edilizia, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380 gli interventi di installazione di impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili, ivi incluse le pompe di calore destinate alla produzione di acqua calda e aria o di sola acqua calda con esclusione delle pompe di calore geotermiche diversi da quelli di cui ai commi da 1 a 4 e dagli interventi di installazione di pompe di calore geotermiche, realizzati negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi e destinati unicamente alla produzione di acqua calda e di aria per l'utilizzo nei medesimi edifici, sono soggetti alla previa comunicazione secondo le modalità di cui al medesimo articolo 6.

6. I procedimenti pendenti alla data di entrata in vigore del presente decreto sono regolati dalla previgente disciplina, ferma restando per il proponente la possibilità di optare per la procedura semplificata di cui al presente articolo.

7. L'installazione di pompe di calore da parte di installatori qualificati, destinate unicamente alla produzione di acqua calda e di aria negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi, è considerata estensione dell'impianto idrico-sanitario già in opera.".

Note all'art. 26:

— Si riporta il testo dell'art. 136, comma 1, lettere *b)* e *c)*, del citato decreto legislativo n. 42 del 2004:

«Art. 136 *(Immobili ed aree di notevole interesse pubblico)*

b) le ville, i giardini e i parchi, non tutelati dalle disposizioni della Parte seconda del presente codice, che si distinguono per la loro non comune bellezza;

c) i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici;»

(*omissis*).".

— Si riporta il testo dell'art. 8, comma 1, del citato decreto legislativo n. 192 del 2005:

«Art. 8. *(Relazione tecnica, accertamenti e ispezioni).*— 1. Il progettista o i progettisti, nell'ambito delle rispettive competenze edili, impiantistiche termotecniche, elettriche e illuminotecniche, devono inserire i calcoli e le verifiche previste dal presente decreto nella relazione tecnica di progetto attestante la rispondenza alle prescrizioni per il contenimento del consumo di energia degli edifici e dei relativi impianti termici, che il proprietario dell'edificio, o chi ne ha titolo, deve depositare presso le amministrazioni competenti, in doppia copia, contestualmente alla dichiarazione di inizio dei lavori complessivi o degli specifici interventi proposti, o alla domanda di acquisizione del titolo abilitativo. Tali adempimenti, compresa la relazione, non sono dovuti in caso di installazione di pompa di calore avente potenza termica non superiore a 15 kW e di sostituzione del generatore di calore dell'impianto di climatizzazione avente potenza inferiore alla soglia prevista dall'articolo 5, comma 2, lettera *g)*, regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37. Gli schemi e le modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto sono definiti con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e per la pubblica amministrazione e la semplificazione, sentita la Conferenza unificata, in funzione delle diverse tipologie di lavori: nuove costruzioni, ristrutturazioni importanti, interventi di riqualificazione energetica.

(*omissis*).".

— Si riporta il testo dell'art. 4-*quater* del citato decreto legislativo n. 192 del 2005.

«Art. 4-*quater (Portale Nazionale sulla prestazione energetica degli edifici).*— 1. E' istituito, presso ENEA, il Portale Nazionale sulla prestazione energetica degli edifici, con lo scopo di fornire ai cittadini, alle imprese e alla pubblica amministrazione informazioni sulla prestazione energetica degli edifici, sulle migliori pratiche per le riqualificazioni energetiche efficaci in termini di costi, sugli strumenti di promozione esistenti per migliorare la prestazione energetica degli edifici, ivi compresa la sostituzione delle caldaie a combustibile fossile con alternative più sostenibili, e sugli attestati di prestazione energetica.

2. Per lo svolgimento delle attività di cui al comma 1, secondo le modalità previste dal decreto di cui al comma 4, ENEA istituisce uno sportello unico finalizzato a fornire assistenza ed ogni informazione utile:

a) ai cittadini e alle imprese relativamente: alla mappatura energetica degli edifici, alla conformità alla normativa di settore, alla valutazione del potenziale di efficientamento e alla selezione delle priorità di intervento, ivi compresi i piani di riqualificazione per fasi successive, alla selezione degli strumenti di promozione più adeguati allo scopo, alla formazione delle competenze professionali;

b) alla pubblica amministrazione relativamente: alla mappatura energetica degli edifici, alla conformità alla normativa di settore, alla valutazione del potenziale di efficientamento e alla selezione delle priorità di intervento, ivi compresi i piani di riqualificazione per fasi successive, alla selezione degli strumenti di promozione più adeguati allo scopo, anche tramite l'utilizzo dei contratti EPC, alla formazione delle competenze tecniche.

3. Le attività di cui al comma 1 sono fornite a seguito dell'acquisizione e dell'elaborazione, da parte del Portale, delle informazioni di cui al comma 4 relative alla consistenza del parco immobiliare nazionale, alla sua prestazione energetica e ai suoi consumi energetici, nonché agli interventi già eseguiti di riqualificazione energetica degli edifici.

4. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Ministro dell'economia e delle finanze e il Ministro per l'innovazione tecnologica e la digitalizzazione, sentita la Conferenza Unificata, individua, con apposito decreto, le modalità di funzionamento del portale di cui al comma 1, sia in termini di erogazione del servizio che di gestione dei flussi informativi, oltre alle opportune forme di collaborazione e raccordo tra le amministrazioni interessate, per le quali risulti prioritario il ricorso a dati organizzati dei catasti regionali, laddove esistenti, che alimentino il portale nazionale mediante meccanismi di interoperabilità tra i sistemi, per assicurare un celere e compiuto afflusso per via telematica dei dati presenti:

a) nel catasto degli attestati di prestazione energetica di cui all'articolo 6, comma 12, lettera *d)*, ivi comprese le informazioni sugli impianti termici;

b) nella banca dati di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 maggio 2018, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* del 14 maggio 2018, n. 110, recante "Modalità di gestione dei flussi informativi alla banca dati istituita presso il Gestore Servizi Energetici GSE S.p.a. relativa agli incentivi nei settori dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili";

c) nel database "Progetto Patrimonio della PA", ai sensi dell'articolo 2, comma 222, della legge 23 dicembre 2009, n. 191;

d) nel Sistema informativo sulle operazioni degli enti pubblici (SIOPE), relativi alle sole informazioni di spesa per i consumi energetici, di cui all'articolo 28 della legge 27 dicembre 2002, n. 289, e all'articolo 14, commi da 6 a 11, della legge 31 dicembre 2009, n. 196;

e) nel Sistema informatico integrato di cui al decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, e relativi alle utenze intestate agli utenti privati e alle Pubbliche amministrazioni, previa stipula di un protocollo d'intesa tra l'ENEA e l'Acquirente Unico S.p.A., sentiti l'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente e il Garante per la protezione dei dati personali.

5. Il portale di cui al comma 1 è alimentato da ogni altra informazione relativa alla consistenza del parco immobiliare, ai consumi energetici e agli interventi di riqualificazione energetica degli edifici pubblici, già in possesso della pubblica amministrazione, nonché dai dati relativi all'adozione di contratti EPC per gli edifici della pubblica amministrazione stessa, ove disponibili, dei quali tiene apposito registro.

6. Il portale di cui al comma 1 fornisce supporto e ogni informazione utile al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e, previa richiesta, alla Conferenza Unificata, necessari ad assicurare il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di efficienza energetica e integrazione delle energie rinnovabili negli edifici, per l'elaborazione delle strategie e dei programmi di promozione in materia di efficienza energetica negli edifici, nonché per le attività di cui all'articolo 10, comma 2.

7. Il portale di cui al comma 1 fornisce, per finalità statistiche e di studio, anche in forma aggregata e nel rispetto della normativa in materia di trattamento dei dati personali, i dati e le elaborazioni realizzate secondo le modalità definite con il decreto di cui al comma 4. Inoltre, rende disponibili anche ai singoli proprietari degli immobili i dati del sistema informativo di cui all'articolo 6, comma 12, lettera *d)*, confluiti nel portale.".

— Si riporta il testo dell'art. 11 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 11 *(Obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti)*. — 1. I progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazioni rilevanti degli edifici esistenti prevedono l'utilizzo di fonti rinnovabili per la copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento secondo i principi minimi di integrazione e le decorrenze di cui all'allegato 3. Nelle zone A del decreto del Ministero dei lavori pubblici 2 aprile 1968, n. 1444, le soglie percentuali di cui all'Allegato 3 sono ridotte del 50 per cento. Le leggi regionali possono stabilire incrementi dei valori di cui all'allegato 3.

2. Le disposizioni di cui al comma 1 non si applicano agli edifici di cui alla Parte seconda e all'articolo 136, comma 1, lettere *b)* e *c)*, del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, e successive modificazioni, e a quelli specificamente individuati come tali negli strumenti urbanistici, qualora il progettista evidenzi che il rispetto delle prescrizioni implica un'alterazione incompatibile con il loro carattere o aspetto, con particolare riferimento ai caratteri storici e artistici.

3. L'inosservanza dell'obbligo di cui al comma 1 comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio.

4. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili realizzati ai fini dell'assolvimento degli obblighi di cui all'allegato 3 del presente decreto accedono agli incentivi statali previsti per la promozione delle fonti rinnovabili, limitatamente alla quota eccedente quella necessaria per il rispetto dei medesimi obblighi. Per i medesimi impianti resta ferma la possibilità di accesso a fondi di garanzia e di rotazione.

5. Sono abrogati:

a) l'articolo 4, comma 1-*bis*, del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380;

b) l'articolo 4, commi 22 e 23, del decreto del Presidente della Repubblica 2 aprile 2009, n. 59.

6. Nei piani di qualità dell'aria previsti dalla vigente normativa, le regioni e le province autonome possono prevedere che i valori di cui all'allegato 3 debbano essere assicurati, in tutto o in parte, ricorrendo ad impieghi delle fonti rinnovabili diversi dalla combustione delle biomasse, qualora ciò risulti necessario per assicurare il processo di raggiungimento e mantenimento dei valori di qualità dell'aria relativi a materiale particolato (PM 10 e PM 2,5) e ad idrocarburi policiclici aromatici (IPA).

7. Gli obblighi previsti da atti normativi regionali o comunali sono adeguati alle disposizioni del presente articolo entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Decorso inutilmente il predetto termine, si applicano le disposizioni di cui al presente articolo.".

— L'Allegato 3 al citato decreto legislativo n. 28, del 2011, reca: "Obblighi per i nuovi edifici o gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti".

Note all'art. 28:

— Si riporta il testo dell'art. 5, comma 1, del citato decreto legislativo n. 79 del 1999:

«Art. 5. *(Funzioni di gestore del mercato)*. — 1. La gestione economica del mercato elettrico è affidata ad un gestore del mercato. Il gestore del mercato è una società per azioni, costituita dal gestore della rete di trasmissione nazionale entro nove mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Esso organizza il mercato stesso secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, assicurando altresì la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. La disciplina del mercato, predisposta dal gestore del mercato entro un anno dalla data della propria costituzione, è approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Essa, in particolare, prevede, nel rispetto dei predetti criteri, i compiti del gestore del mercato in ordine al bilanciamento della domanda e dell'offerta e gli obblighi di produttori e importatori di energia elettrica che non si avvalgono di quanto disposto dall'articolo 6.

(*omissis*).".

— Si riporta il testo dell'art. 18 del decreto ministeriale 4 luglio 2019 (Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione) pubblicato nella G.U.R.I. 9 agosto 2019, n. 186:

«Art. 18 *(Contrattazione di lungo termine di energia rinnovabile)*.— 1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto il GME, sulla base dei criteri di cui al presente articolo, avvia una consultazione pubblica per la predisposizione di una disciplina per la realizzazione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili. La predetta disciplina è approvata con le modalità di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79 del 1999 e successive modificazioni.

2. Possono accedere alla piattaforma di mercato di cui al comma 1 le offerte di produttori di energia da impianti a fonti rinnovabili aventi tutte le seguenti caratteristiche:

a) gli impianti devono essere di nuova costruzione, integralmente ricostruiti o riattivati, oggetto di un intervento di potenziamento o di rifacimento, così come definiti dal decreto 23 giugno 2016;

b) gli impianti devono essere entrati in esercizio successivamente al 1° gennaio 2017;

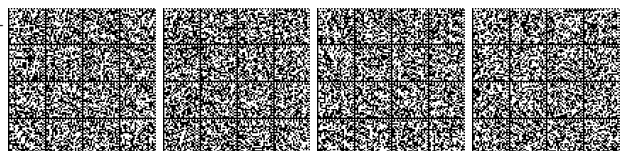
c) gli impianti non beneficiano di incentivi sull'energia prodotta.

3. Nell'ambito della piattaforma di mercato di cui al comma 1, possono formulare offerte i soggetti titolari di impianti di cui al comma 2 non ancora in esercizio, ma dotati di tutti i titoli abilitativi alla costruzione e all'esercizio, dei titoli concessori, ove previsti, e del preventivo di connessione alla rete elettrica accettato in via definitiva. In tal caso, le offerte sono riferite alla produzione dell'impianto successiva alla data di entrata in esercizio.

4. Il produttore che intende accedere alla piattaforma di cui al comma 1 formula richiesta al GSE per la qualifica dell'impianto. Il GSE verifica il rispetto delle condizioni di cui al comma 2 e rilascia la relativa qualifica entro 60 giorni, dandone comunicazione al GME. Gli esiti della qualifica sono successivamente trasmessi all'acquirente dell'energia prodotta. Gli impianti qualificati non possono partecipare alle procedure di asta e registro di cui al presente decreto.

5. Fermo restando il comma 2, i soggetti titolari degli impianti e gli acquirenti possono partecipare alla piattaforma in forma singola o associata, ovvero mediante aggregatori.

6. L'ARERA adotta, se necessario, disposizioni atte a rimuovere le eventuali barriere regolatorie per il finanziamento di nuove iniziative a fonti rinnovabili tramite il meccanismo di mercato di cui al presente articolo. L'Arera stabilisce altresì le modalità con le quali sono coperte le spese per lo sviluppo della piattaforma di cui al comma 1 e le modalità con le quali le medesime spese e le spese di gestione sono recuperate dai soggetti che accedono alla piattaforma.

7. Il GSE sottopone al Ministero dello sviluppo economico, entro novanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, una proposta per l'aggiornamento della procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle garanzie di origine di cui all'art. 31, comma 1, del decreto interministeriale 6 luglio 2012, al fine di consentire l'annullamento delle garanzie d'origine anche direttamente da parte degli utilizzatori finali.

8. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare, sentito il Ministro dell'economia e delle finanze, da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono definite specifiche misure e procedure per favorire l'applicazione dei contratti di lungo termine per gli acquisti della pubblica amministrazione, anche nell'ambito del Piano d'azione nazionale sugli acquisti verdi della Pubblica amministrazione e delle procedure di acquisto per forniture di energia tramite gara della Consip per la pubblica amministrazione.

9. La partecipazione alla piattaforma di cui al presente articolo è volontaria e resta ferma la facoltà di stipulare contratti di lungo termine anche al di fuori degli schemi di contratto di cui al comma 6. L'ARERA stabilisce le modalità per la registrazione di tali contratti, ai fini della partecipazione alla piattaforma.

10. Fino alla data di piena operatività della piattaforma di cui al comma 1, il GSE, previo accordo dei soggetti che hanno ottenuto la qualifica di cui al comma 4, rende disponibile sul proprio sito le caratteristiche dei progetti e promuove l'incontro con le parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti di lungo termine.".

— La legge 4 agosto 2017, n. 124 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza) è pubblicata nella G.U.R.I. 14 agosto 2017, n. 189.

Note all'art. 29:

— Si riporta il testo dell'art. 10 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 10 *(Requisiti e specifiche tecniche).*— 1. Decorso un anno dalla data di entrata in vigore del presente decreto, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili accedono agli incentivi statali a condizione che rispettino i requisiti e le specifiche tecniche di cui all'allegato 2. Sono fatte salve le diverse decorrenze indicate nel medesimo allegato 2.

2. Entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, e successivamente con frequenza almeno biennale, UNI e CEI trasmettono al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare una rassegna della vigente normativa tecnica europea, tra cui i marchi di qualità ecologica, le etichette energetiche e gli altri sistemi di riferimento tecnico creati da organismi europei di normalizzazione, applicabili ai componenti, agli impianti e ai sistemi che utilizzano fonti rinnovabili. La rassegna include informazioni sulle norme tecniche in elaborazione.

3. Sulla base della documentazione di cui al comma 2, l'allegato 2 è periodicamente aggiornato con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. La decorrenza dell'efficacia del decreto è stabilita tenendo conto dei tempi necessari all'adeguamento alle norme tecniche con riguardo alle diverse taglie di impianto e non può essere fissata prima di un anno dalla sua pubblicazione.

4. – 5.

6. Il comma 4 non si applica agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole che hanno conseguito il titolo abilitativo entro la data di entrata in vigore del presente decreto o per i quali sia stata presentata richiesta per il conseguimento del titolo entro il 1° gennaio 2011, a condizione in ogni caso che l'impianto entri in esercizio entro un anno dalla data di entrata in vigore del presente decreto.".

— L'Allegato 2 al citato decreto legislativo n. 28 del 2011, reca: "Requisiti e specifiche tecniche degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ai fini dell'accesso agli incentivi nazionali".

Note all'art. 31:

— Si riporta il testo dell'art. 1 della legge 31 dicembre 2009, n. 196 (Legge di contabilità e finanza pubblica) pubblicata nella G.U.R.I. 31 dicembre 2009, n. 303:

«Art. 1 *(Princìpi di coordinamento e ambito di riferimento).*— 1. Le amministrazioni pubbliche concorrono al perseguimento degli obiettivi di finanza pubblica definiti in ambito nazionale in coerenza con le procedure e i criteri stabiliti dall'Unione europea e ne condividono le conseguenti responsabilità. Il concorso al perseguimento di tali obiettivi si realizza secondo i principi fondamentali dell'armonizzazione dei bilanci pubblici e del coordinamento della finanza pubblica.

2. Ai fini della applicazione delle disposizioni in materia di finanza pubblica, per amministrazioni pubbliche si intendono, per l'anno 2011, gli enti e i soggetti indicati a fini statistici nell'elenco oggetto del comunicato dell'Istituto nazionale di statistica (ISTAT) in data 24 luglio 2010, pubblicato in pari data nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana n. 171, nonché a decorrere dall'anno 2012 gli enti e i soggetti indicati a fini statistici dal predetto Istituto nell'elenco oggetto del comunicato del medesimo Istituto in data 30 settembre 2011, pubblicato in pari data nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana n. 228, e successivi aggiornamenti ai sensi del comma 3 del presente articolo, effettuati sulla base delle definizioni di cui agli specifici regolamenti dell'Unione europea, le Autorità indipendenti e, comunque, le amministrazioni di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, e successive modificazioni.

3. La ricognizione delle amministrazioni pubbliche di cui al comma 2 è operata annualmente dall'ISTAT con proprio provvedimento e pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* entro il 30 settembre.

4. Le disposizioni recate dalla presente legge e dai relativi decreti legislativi costituiscono princìpi fondamentali del coordinamento della finanza pubblica ai sensi dell'articolo 117 della Costituzione e sono finalizzate alla tutela dell'unità economica della Repubblica italiana, ai sensi dell'articolo 120, secondo comma, della Costituzione.

5. Le disposizioni della presente legge si applicano alle regioni a statuto speciale e alle province autonome di Trento e di Bolzano nel rispetto di quanto previsto dai relativi statuti.".

Note all'art. 32:

— Si riporta il testo dell'art. 6, comma 9, secondo periodo, del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244 (Proroga e definizione di termini), convertito con modificazioni dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19, pubblicato nella G.U.R.I. 30 dicembre 2016, n. 304:

«Art. 6 *(Proroga di termini in materia di sviluppo economico e comunicazione)*. — (*omissis*).

9. Cessano altresì eventuali effetti delle norme abrogate che non si siano ancora perfezionati. Al comma 1-*bis* dell'articolo 4 del decreto-legge 14 novembre 2003, n. 314, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 dicembre 2003, n. 368, le parole: «di un'aliquota della componente della tariffa elettrica pari a 0,015 centesimi di euro per ogni kilowattora consumato» sono sostituite dalle seguenti: «di aliquote della tariffa elettrica per un gettito complessivo pari a 0,015 centesimi di euro per ogni kilowattora prelevato dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi.

(*omissis*).".

Note all'art. 33:

— Si riporta il testo dell'art. 42-*bis* del citato decreto-legge n. 162 del 2019:

«Art. 42-*bis (Autoconsumo da fonti rinnovabili).* — 1. Nelle more del completo recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, in attuazione delle disposizioni degli articoli 21 e 22 della medesima direttiva, è consentito attivare l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ovvero realizzare comunità energetiche rinnovabili secondo le modalità e alle condizioni stabilite dal presente articolo. Il monitoraggio di tali realizzazioni è funzionale all'acquisizione di elementi utili all'attuazione delle disposizioni in materia di autoconsumo di cui alla citata direttiva (UE) 2018/2001 e alla direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.

2. Per le finalità di cui al comma 1, i consumatori di energia elettrica possono associarsi per divenire autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai sensi dell'articolo 21, paragrafo 4, della direttiva (UE) 2018/2001, ovvero possono realizzare comunità energetiche rinnovabili ai sensi dell'articolo 22 della medesima direttiva, alle condizioni di cui ai commi 3 e 4 e nei limiti temporali di cui al comma 4, lettera *a)*, del presente articolo.

3. I clienti finali si associano ai sensi del comma 2 nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, i soggetti diversi dai nuclei familiari sono associati nel solo caso in cui le attività di cui alle lettere *a)* e *b)* del comma 4 non costituiscono l'attività commerciale o professionale principale;

b) nel caso di comunità energetiche, gli azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, e la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;

c) l'obiettivo principale dell'associazione è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari;

d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori ubicati nel perimetro di cui al comma 4, lettera *d)*, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili.

4. Le entità giuridiche costituite per la realizzazione di comunità energetiche ed eventualmente di autoconsumatori che agiscono collettivamente operano nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) i soggetti partecipanti producono energia destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001;

b) i soggetti partecipanti condividono l'energia prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. L'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati;

c) l'energia è condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo realizzati nel perimetro di cui alla lettera *d)* o presso gli edifici o condomìni di cui alla lettera *e)*;

d) nel caso di comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di cui alla lettera *a)* sono ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data di creazione dell'associazione, alla medesima cabina di trasformazione media tensione/bassa tensione;

e) nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli stessi si trovano nello stesso edificio o condominio.

5. I clienti finali associati in una delle configurazioni di cui al comma 2:

a) mantengono i loro diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;

b) possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati;

c) regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato che tiene conto di quanto disposto alle lettere *a)* e *b)* e che individua univocamente un soggetto delegato, responsabile del riparto dell'energia condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale soggetto la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il Gestore dei servizi energetici (GSE) Spa.

6. Sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali, compresa quella condivisa di cui al comma 4, lettera *b)*, del presente articolo, si applicano gli oneri generali di sistema ai sensi dell'articolo 6, comma 9, secondo periodo, del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19.

7. Ai fini dell'incentivazione delle configurazioni di autoconsumo di cui al comma 2, gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in tali configurazioni accedono al meccanismo tariffario di incentivazione di cui al comma 9. Non è consentito l'accesso agli incentivi di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 luglio 2019, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 186 del 9 agosto 2019, né al meccanismo dello scambio sul posto. Resta ferma la fruizione delle detrazioni fiscali previste dall'articolo 16-*bis*, comma 1, lettera *h)*, del testo unico delle imposte sui redditi, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917.

8. Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) adotta i provvedimenti necessari a garantire l'immediata attuazione delle disposizioni del presente articolo. La medesima Autorità, inoltre:

a) adotta i provvedimenti necessari affinché il gestore del sistema di distribuzione e la società Terna Spa cooperino per consentire, con modalità quanto più possibile semplificate, l'attuazione delle disposizioni del presente articolo, con particolare riguardo alle modalità con le quali sono rese disponibili le misure dell'energia condivisa;

b) fermo restando quanto previsto dal comma 6, individua, anche in via forfetaria, il valore delle componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché di quelle connesse al costo della materia prima energia, che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete di bassa tensione e, per tale ragione, equiparabile all'autoconsumo fisico in situ;

c) provvede affinché, in conformità a quanto disposto dalla lettera *b)* del comma 9, sia istituito un sistema di monitoraggio continuo delle configurazioni realizzate in attuazione del presente articolo; in tale ambito, prevede l'evoluzione dell'energia soggetta al pagamento di tali oneri e delle diverse componenti tariffarie tenendo conto delle possibili traiettorie di crescita delle configurazioni di autoconsumo, rilevabili dall'attività di monitoraggio, e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti. Per tali finalità l'ARERA può avvalersi delle società del gruppo GSE Spa;

d) individua modalità per favorire la partecipazione diretta dei comuni e delle pubbliche amministrazioni alle comunità energetiche rinnovabili.

9. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, con decreto del Ministro dello sviluppo economico è individuata una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di cui al comma 2, sulla base dei seguenti criteri:

a) la tariffa incentivante è erogata dal GSE Spa ed è volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo;

b) il meccanismo è realizzato tenendo conto dei princìpi di semplificazione e di facilità di accesso e prevede un sistema di reportistica e di monitoraggio dei flussi economici ed energetici a cura del GSE Spa, allo scopo di acquisire elementi utili per la riforma generale del meccanismo dello scambio sul posto, da operare nell'ambito del recepimento della direttiva (UE) 2018/2001;

c) la tariffa incentivante è erogata per un periodo massimo di fruizione ed è modulata fra le diverse configurazioni incentivabili per garantire la redditività degli investimenti, tenuto conto di quanto disposto dal comma 6;

d) il meccanismo è realizzato tenendo conto dell'equilibrio complessivo degli oneri in bolletta e della necessità di non incrementare i costi tendenziali rispetto a quelli dei meccanismi vigenti;

e) è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione delle componenti di cui al comma 8, lettera *b)*, compresa la quota di energia condivisa, e dalla tariffa incentivante di cui al presente comma.

10. Dall'attuazione del presente articolo non devono derivare nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.".

Note all'art. 34:

— Si riporta il testo dell'art. 2, comma 2, lettera *tt)* del citato decreto legislativo n. 102 del 2014:

«Art. 2. *(Definizioni)*.— (*omissis*).

tt) teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti: sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa, in alternativa, almeno:

a) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;

b) il 50 per cento di calore di scarto;

c) il 75 per cento di calore cogenerato;

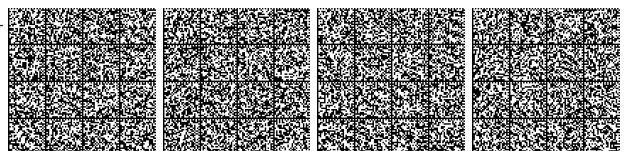
d) il 50 per cento di una combinazione delle precedenti;".

(*omissis*).".

— Si riporta il testo dell'art. 10, comma 17, lettera *c)*, del citato decreto legislativo n. 102 del 2014:

«Art. *(Promozione dell'efficienza per il riscaldamento e il raffreddamento)*.— (*omissis*),

17. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto e sulla base di indirizzi formulati dal Ministro dello sviluppo economico, al fine di promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento e della concorrenza:

a) definisce gli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio di teleriscaldamento e teleraffreddamento, ivi inclusi gli impianti per la fornitura del calore e i relativi sistemi di contabilizzazione di cui all'articolo 9, comma 1; (89)

b) stabilisce i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete del teleriscaldamento e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento; (96)

c) fatto salvo quanto previsto alla lettera *e)*, individua modalità con cui sono resi pubblici da parte dei gestori delle reti i prezzi per la fornitura del calore, l'allacciamento e la disconnessione, le attrezzature accessorie, ai fini delle analisi costi-benefici sulla diffusione del teleriscaldamento effettuate ai sensi del presente articolo;

d) individua condizioni di riferimento per la connessione alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale, in coordinamento alle misure definite in attuazione del comma 5 per lo sfruttamento del potenziale economicamente sfruttabile;

e) stabilisce le tariffe di cessione del calore, esclusivamente nei casi di nuove reti di teleriscaldamento qualora sussista l'obbligo di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, imposto da Comuni o Regioni.

(*omissis*).".

— Si riporta il testo dell'Allegato 9, paragrafo 3, lettera *b)* del citato decreto legislativo n. 102 del 2014:

"Allegato IX (Requisiti minimi in materia di informazioni di fatturazione e consumo per riscaldamento, raffreddamento e acqua calda per uso domestico)

(*omissis*)

b) informazioni sul mix di combustibili utilizzato e, nel caso di calore da impianti di teleriscaldamento con una potenza termica nominale totale superiore a 20 MW, sulle relative emissioni annuali di gas a effetto serra, sul mix di combustibili utilizzato e sul fattore di conversione in energia primaria, nonché una descrizione delle diverse tasse, imposte e tariffe applicate;

(*omissis*).".

Note all'art. 35:

— Si riporta il testo dell'art. 4, comma 7-*bis*, del decreto-legge 18 aprile 2019, n. 32 (Disposizioni urgenti per il rilancio del settore dei contratti pubblici, per l'accelerazione degli interventi infrastrutturali, di rigenerazione urbana e di ricostruzione a seguito di eventi sismici) convertito, con modificazioni, dalla legge 14 giugno 2019, n. 55, pubblicato nella G.U.R.I. 18 aprile 2019, n. 92:

«Art. 4 *(Commissari straordinari, interventi sostitutivi e responsabilità erariali).*— (*omissis*).

7-*bis*. Con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze e con il Ministro dello sviluppo economico, da emanare entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, sono individuati gli interventi per realizzare la Piattaforma unica nazionale (PUN) di cui all'articolo 8, comma 5, del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, e per gli investimenti del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, di cui all'articolo 17-*septies* del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, cosiddetto "PNire 3", a favore di progetti di realizzazione di reti di infrastrutture di ricarica dedicate ai veicoli alimentati ad energia elettrica, immediatamente realizzabili, valutati e selezionati dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

(*omissis*).".

Note all'art. 36:

— Si riporta il testo dell'articolo 1-*bis*, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105 (Misure urgenti in materia di energia) convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, pubblicato nella G.U.R.I. 9 luglio 2010, n. 158:

«Art. 1-*bis*. *(Sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas).* — 1. Al fine di sostenere la competitività e di incentivare la migliore funzionalità delle attività delle imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, è istituito presso l'Acquirente unico S.p.a. un Sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto l'Autorità per l'energia elettrica e il gas emana i criteri generali per il funzionamento del Sistema.

2. Le modalità di gestione dei flussi informativi attraverso il Sistema sono stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Tali flussi potranno comprendere anche informazioni concernenti eventuali inadempimenti contrattuali da parte dei clienti finali sulla base di indirizzi generali definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sentite le Commissioni parlamentari competenti che si esprimono entro trenta giorni dalla data di trasmissione, trascorsi i quali il parere si intende acquisito.

3. Nel rispetto delle norme stabilite dal Garante per la protezione dei dati personali, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas adotta specifici criteri e modalità per il trattamento dei dati personali e sensibili.

4. Le informazioni scambiate nell'ambito del Sistema, in conformità ai requisiti tecnici e di sicurezza previsti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono valide a tutti gli effetti di legge e sono funzionali anche all'adozione di misure volte alla sospensione della fornitura nei confronti dei clienti finali inadempienti, nel rispetto delle delibere dell'Autorità medesima in materia e fatto salvo quanto dalla stessa disposto a tutela dei clienti finali per i quali, ai sensi della normativa vigente, non possa essere prevista la sospensione della fornitura. Nelle more dell'effettiva operatività del Sistema, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce in via transitoria le modalità di gestione e trasmissione delle informazioni relative ai clienti finali inadempienti all'atto del passaggio a nuovo fornitore. Dall'attuazione del presente articolo non devono derivare nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. La misura del corrispettivo a remunerazione dei costi relativi alle attività svolte dall'Acquirente unico S.p.A. è determinata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, a carico degli operatori dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e senza che questi possano trasferire i relativi oneri sulle tariffe applicate ai consumatori.".

Note all'art. 37:

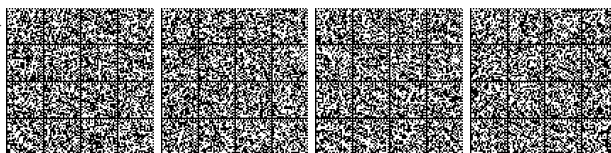
— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 febbraio 2013 (Regolamento, di cui all'articolo 16, comma 1 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, per la redazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale) è pubblicato nella G.U.R.I. 10 giugno 2013, n. 134.

Note all'art. 38:

— Si riporta il testo dell'art. 6 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 6 *(Procedura abilitativa semplificata e comunicazione per gli impianti alimentati da energia rinnovabile).* — 1. Ferme restando le disposizioni tributarie in materia di accisa sull'energia elettrica, per l'attività di costruzione ed esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui ai paragrafi 11 e 12 delle linee guida, adottate ai sensi dell'articolo 12, comma 10 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 si applica la procedura abilitativa semplificata di cui ai commi seguenti.

2. Il proprietario dell'immobile o chi abbia la disponibilità sugli immobili interessati dall'impianto e dalle opere connesse presenta al Comune, mediante mezzo cartaceo o in via telematica, almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori, una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali, che attesti la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti edilizi vigenti e la non contrarietà agli strumenti urbanistici adottati, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Alla dichiarazione sono allegati gli elaborati tecnici per la connessione redatti dal gestore della rete. Nel caso in cui siano richiesti atti di assenso nelle materie di cui al comma 4 dell'articolo 20 della legge 7 agosto 1990, n. 241, e tali atti non siano allegati alla dichiarazione, devono essere allegati gli elaborati tecnici richiesti dalle norme di settore e si applica il comma 5.

3. Per la procedura abilitativa semplificata si applica, previa deliberazione del Comune e fino alla data di entrata in vigore dei provvedimenti regionali di cui al comma 9, quanto previsto dal comma 10, lettera *c)*, e dal comma 11 dell'articolo 10 del decreto-legge 18 gennaio 1993, n. 8, convertito, con modificazioni, dalla legge 19 marzo 1993, n. 68.

4. Il Comune, ove entro il termine indicato al comma 2 sia riscontrata l'assenza di una o più delle condizioni stabilite al medesimo comma, notifica all'interessato l'ordine motivato di non effettuare il previsto intervento e, in caso di falsa attestazione del professionista abilitato, informa l'autorità giudiziaria e il consiglio dell'ordine di appartenenza; è comunque salva la facoltà di ripresentare la dichiarazione, con le modifiche o le integrazioni necessarie per renderla conforme alla normativa urbanistica ed edilizia. Se il Comune non procede ai sensi del periodo precedente, decorso il termine di trenta giorni dalla data di ricezione della dichiarazione di cui comma 2, l'attività di costruzione deve ritenersi assentita.

5. Qualora siano necessari atti di assenso, di cui all'ultimo periodo del comma 2, che rientrino nella competenza comunale e non siano allegati alla dichiarazione, il Comune provvede a renderli tempestivamente e, in ogni caso, entro il termine per la conclusione del relativo procedimento fissato ai sensi dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni. Se gli atti di assenso non sono resi entro il termine di cui al periodo precedente, l'interessato può adire i rimedi di tutela di cui all'articolo 117 del decreto legislativo 2 luglio 2010, n. 104. Qualora l'attività di costruzione e di esercizio degli impianti di cui al comma 1 sia sottoposta ad atti di assenso di competenza di amministrazioni diverse da quella comunale, e tali atti non siano allegati alla dichiarazione, l'amministrazione comunale provvede ad acquisirli d'ufficio ovvero convoca, entro venti giorni dalla presentazione della dichiarazione, una conferenza di servizi ai sensi degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modificazioni. Il termine di trenta giorni di cui al comma 2 è sospeso fino alla acquisizione degli atti di assenso ovvero fino all'adozione della determinazione motivata di conclusione del procedimento ai sensi dell'articolo 14-*ter*, comma 6-*bis*, o all'esercizio del potere sostitutivo ai sensi dell'articolo 14-*quater*, comma 3, della medesima legge 7 agosto 1990, n. 241.

6. La realizzazione dell'intervento deve essere completata entro tre anni dal perfezionamento della procedura abilitativa semplificata ai sensi dei commi 4 o 5. La realizzazione della parte non ultimata dell'intervento è subordinata a nuova dichiarazione. L'interessato è comunque tenuto a comunicare al Comune la data di ultimazione dei lavori.

7. La sussistenza del titolo è provata con la copia della dichiarazione da cui risulta la data di ricevimento della dichiarazione stessa, l'elenco di quanto presentato a corredo del progetto, l'attestazione del professionista abilitato, nonché gli atti di assenso eventualmente necessari.

8. Ultimato l'intervento, il progettista o un tecnico abilitato rilascia un certificato di collaudo finale, che deve essere trasmesso al Comune, con il quale si attesta la conformità dell'opera al progetto presentato con la dichiarazione, nonché ricevuta dell'avvenuta presentazione della variazione catastale conseguente alle opere realizzate ovvero dichiarazione che le stesse non hanno comportato modificazioni del classamento catastale.

9. Le Regioni e le Province autonome possono estendere la soglia di applicazione della procedura di cui al comma 1 agli impianti di potenza nominale fino ad 1 MW elettrico, definendo altresì i casi in cui, essendo previste autorizzazioni ambientali o paesaggistiche di competenza di amministrazioni diverse dal Comune, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto e delle opere connesse sono assoggettate all'autorizzazione unica di cui all'articolo 5. Le Regioni e le Province autonome stabiliscono altresì le modalità e gli strumenti con i quali i Comuni trasmettono alle stesse Regioni e Province autonome le informazioni sui titoli abilitativi rilasciati, anche per le finalità di cui all'articolo 16, comma 2. Con le medesime modalità di cui al presente comma, le Regioni e le Province autonome prevedono la corresponsione ai Comuni di oneri istruttori commisurati alla potenza dell'impianto.

9-*bis*. Per l'attività di costruzione ed esercizio di impianti fotovoltaici di potenza sino a 20 MW connessi alla rete elettrica di media tensione e localizzati in area a destinazione industriale, produttiva o commerciale nonché in discariche o lotti di discarica chiusi e ripristinati ovvero in cave o lotti di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento, per i quali l'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione abbia attestato l'avvenuto completamento delle attività di recupero e di ripristino ambientale previste nel titolo autorizzatorio nel rispetto delle norme regionali vigenti, si applicano le disposizioni di cui al comma 1. Le soglie di cui all'Allegato IV, punto 2, lettera *b)*, alla Parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, per la procedura di verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale di cui all'articolo 19 del medesimo decreto, si intendono per questa tipologia di impianti elevate a 10 MW purché il proponente alleghi alla dichiarazione di cui al comma 2 una autodichiarazione dalla quale risulti che l'impianto non si trova all'interno di aree fra quelle specificamente elencate e individuate dall'Allegato 3, lettera *f)*, al decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 settembre 2010, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 219 del 18 settembre 2010. Si potrà procedere a seguito della procedura di cui sopra con edificazione diretta degli impianti fotovoltaici anche qualora la pianificazione urbanistica richieda piani attuativi per l'edificazione.

10. I procedimenti pendenti alla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo sono regolati dalla previgente disciplina, ferma restando per il proponente la possibilità di optare per la procedura semplificata di cui al presente articolo.

11. La comunicazione relativa alle attività in edilizia libera, di cui ai paragrafi 11 e 12 delle linee guida adottate ai sensi dell'articolo 12, comma 10 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 continua ad applicarsi, alle stesse condizioni e modalità, agli impianti ivi previsti. Le Regioni e le Province autonome possono estendere il regime della comunicazione di cui al precedente periodo ai progetti di impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 50 kW, nonché agli impianti fotovoltaici di qualsivoglia potenza da realizzare sugli edifici, fatta salva la disciplina in materia di valutazione di impatto ambientale e di tutela delle risorse idriche, fermi restando l'articolo 6-*bis* e l'articolo 7-*bis*, comma 5.».

— Si riporta il testo dell'art. 27 del citato decreto legislativo n. 152 del 2006:

«Art. 27 *(Provvedimento unico in materia ambientale).* — 1. Nel caso di procedimenti di VIA di competenza statale, il proponente può richiedere all'autorità competente che il provvedimento di VIA sia rilasciato nell'ambito di un provvedimento unico comprensivo delle autorizzazioni ambientali tra quelle elencate al comma 2 richieste dalla normativa vigente per la realizzazione e l'esercizio del progetto. A tal fine, il proponente presenta un'istanza ai sensi dell'articolo 23, avendo cura che l'avviso al pubblico di cui all'articolo 24, comma 2, rechi altresì specifica indicazione delle autorizzazioni di cui al comma 2, nonché la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore per consentire la compiuta istruttoria tecnico-amministrativa finalizzata al rilascio di tutti i titoli ambientali di cui al comma 2. A tale istanza, laddove necessario, si applica l'articolo 93 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380.

2. È facoltà del proponente richiedere l'esclusione dal presente procedimento dell'acquisizione di autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta e assensi comunque denominati, nel caso in cui le relative normative di settore richiedano, per consentire una compiuta istruttoria tecnico-amministrativa, un livello di progettazione esecutivo. Il provvedimento unico di cui al comma 1 comprende il rilascio dei seguenti titoli laddove necessario:

a) autorizzazione integrata ambientale ai sensi del Titolo III-*bis* della Parte II del presente decreto;

b) autorizzazione riguardante la disciplina degli scarichi nel sottosuolo e nelle acque sotterranee di cui all'articolo 104 del presente decreto;

c) autorizzazione riguardante la disciplina dell'immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo e attività di posa in mare di cavi e condotte di cui all'articolo 109 del presente decreto;

d) autorizzazione paesaggistica di cui all'articolo 146 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42;

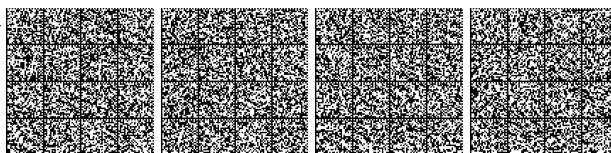
e) autorizzazione culturale di cui all'articolo 21 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42;

f) autorizzazione riguardante il vincolo idrogeologico di cui al regio decreto 30 dicembre 1923, n. 3267, e al decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616;

g) nulla osta di fattibilità di cui all'articolo 17, comma 2, del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105;

h) autorizzazione antisismica di cui all'articolo 94 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380.

3. Nel caso di cui al comma 2, lettera *a)*, lo studio di impatto ambientale e gli elaborati progettuali contengono anche le informazioni previste ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 29-*ter* e il provvedimento finale contiene le condizioni e le misure supplementari previste dagli articoli 29-*sexies* e 29-*septies*.

4. Entro dieci giorni dalla presentazione dell'istanza l'autorità competente verifica l'avvenuto pagamento del contributo dovuto ai sensi dell'articolo 33, nonché l'eventuale ricorrere della fattispecie di cui all'articolo 32, comma 1, e comunica per via telematica a tutte le

amministrazioni competenti al rilascio delle autorizzazioni ambientali di cui al comma 2 richieste dal proponente l'avvenuta pubblicazione della documentazione nel proprio sito web con modalità tali da garantire la tutela della riservatezza di eventuali informazioni industriali o commerciali indicate dal proponente, in conformità a quanto previsto dalla disciplina sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale. La medesima comunicazione è effettuata in sede di notifica ad altro Stato ai sensi dell'articolo 32, comma 1.

5. Entro trenta giorni dalla pubblicazione della documentazione nel sito web dell'autorità competente, quest'ultima, nonché le amministrazioni e gli enti di cui al comma 4, per i profili di rispettiva competenza, verificano l'adeguatezza e la completezza della documentazione, assegnando al proponente un termine perentorio non superiore a trenta giorni per le eventuali integrazioni.

6. Entro dieci giorni dalla verifica della completezza documentale, ovvero, in caso di richieste di integrazioni, dalla data di ricevimento delle stesse l'autorità competente pubblica l'avviso di cui all'articolo 23, comma 1, lettera *e)*, di cui è data comunque informazione nell'albo pretorio informatico delle amministrazioni comunali territorialmente interessate. Tale forma di pubblicità tiene luogo delle comunicazioni di cui agli articoli 7 e 8, commi 3 e 4, della legge n. 241 del 1990. Dalla data della pubblicazione della suddetta documentazione, e per la durata di sessanta giorni, il pubblico interessato può presentare osservazioni concernenti la valutazione di impatto ambientale, la valutazione di incidenza ove necessaria e l'autorizzazione integrata ambientale nonché gli altri titoli autorizzativi inclusi nel provvedimento unico ambientale.

7. Entro i successivi quindici giorni l'autorità competente indice la conferenza di servizi decisoria di cui all'articolo 14-*ter* della legge 7 agosto 1990, n. 241, che opera secondo quanto disposto dal comma 8. Contestualmente può chiedere al proponente eventuali integrazioni assegnando allo stesso un termine perentorio non superiore a quindici giorni. Su richiesta motivata del proponente l'autorità competente può concedere, per una sola volta, la sospensione dei termini per la presentazione della documentazione integrativa per un periodo non superiore a novanta giorni. Qualora entro il termine stabilito il proponente non depositi la documentazione integrativa, l'istanza si intende ritirata ed è fatto obbligo all'autorità competente di procedere all'archiviazione. L'autorità competente procede immediatamente alla pubblicazione delle integrazioni sul sito internet istituzionale e dispone, entro cinque giorni dalla ricezione della documentazione integrativa, che il proponente trasmetta, entro i successivi dieci giorni, un nuovo avviso al pubblico, predisposto in conformità all'articolo 24, comma 2, del presente decreto, da pubblicare a cura della medesima autorità competente sul proprio sito internet e di cui è data comunque informazione nell'albo pretorio informatico delle amministrazioni comunali territorialmente interessate. In relazione alle modifiche o integrazioni apportate al progetto e alla documentazione, i termini di cui al comma 6 per l'ulteriore consultazione del pubblico sono ridotti alla metà.

8. Fatto salvo il rispetto dei termini previsti dall'articolo 32, comma 2, per il caso di consultazioni transfrontaliere, al fine di acquisire il provvedimento di VIA e dei titoli abilitativi in materia ambientale richiesti dal proponente, l'autorità competente convoca nel termine di cui al primo periodo del comma 6, una conferenza di servizi decisoria che opera in modalità simultanea secondo quanto stabilito dall'articolo 14-*ter* della legge 7 agosto 1990, n. 241. Alla conferenza partecipano il proponente e tutte le amministrazioni competenti o comunque potenzialmente interessate al rilascio del provvedimento di VIA e i titoli abilitativi ambientali richiesti dal proponente. Per i progetti di cui all'articolo 8, comma 2-*bis*, alla conferenza partecipano in ogni caso il direttore generale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare o un suo delegato e il direttore generale del Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo o un suo delegato. La conferenza, nell'ambito della propria attività, prende in considerazione le osservazioni e le informazioni raccolte in sede di consultazione ai sensi dei commi 6 e 7, e conclude i propri lavori nel termine di duecentodieci giorni. La determinazione motivata di conclusione della conferenza di servizi, che costituisce il provvedimento unico in materia ambientale, reca l'indicazione espressa del provvedimento di VIA ed elenca, altresì, i titoli abilitativi compresi nel provvedimento unico. Fatto salvo quanto previsto per i progetti di cui all'articolo 8, comma 2-*bis*, la decisione di rilasciare i titoli di cui al comma 2 è assunta sulla base del provvedimento di VIA, adottato dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali e per il turismo, ai sensi dell'articolo 25. I termini previsti dall'articolo 25, comma 2, quarto periodo, sono ridotti alla metà e, in caso di rimessione alla deliberazione del Consiglio dei ministri, la conferenza di servizi è sospesa per il termine di cui all'articolo 25, comma 2, quinto periodo. Tutti i termini del procedimento si considerano perentori ai sensi e per gli effetti di cui agli articoli 2, commi da 9 a 9-*quater*, e 2-*bis* della legge n. 241 del 1990.

9. Le condizioni e le misure supplementari relative all'autorizzazione integrata ambientale di cui al comma 2, lettera *a)*, e contenute nel provvedimento unico, sono rinnovate e riesaminate, controllate e sanzionate con le modalità di cui agli articoli 29-*octies*, 29-*decies* e 29-quattuordecies. Le condizioni e le misure supplementari relative agli altri titoli abilitativi in materia ambientale di cui al comma 2, sono rinnovate e riesaminate, controllate e sanzionate con le modalità previste dalle relative disposizioni di settore da parte delle amministrazioni competenti per materia.

10. Le disposizioni contenute nel presente articolo si applicano in deroga alle disposizioni che disciplinano i procedimenti riguardanti il solo primo rilascio dei titoli abilitativi in materia ambientale di cui al comma 2.».

— L'Allegato II alla parte seconda del citato decreto legislativo n. 152 del 2006, reca: «Progetti di competenza statale».

— Si riporta il testo dell'art. 12 del citato decreto legislativo n. 387 del 2003:

«Art. 12 *(Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative).* — 1. Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti.

2. Restano ferme le procedure di competenza del Ministero dell'interno vigenti per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi.

3. La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, ivi inclusi gli interventi, anche consistenti in demolizione di manufatti o in interventi di ripristino ambientale, occorrenti per la riqualificazione delle aree di insediamento degli impianti, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione, ovvero, per impianti con potenza termica installata pari o superiore ai 300 MW, dal Ministero dello sviluppo economico, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico. A tal fine la Conferenza dei servizi è convocata dalla regione o dal Ministero dello sviluppo economico entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione. Resta fermo il pagamento del diritto annuale di cui all'articolo 63, commi 3 e 4, del testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative, di cui al decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni. Per gli impianti offshore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dei trasporti, sentiti il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con le modalità di cui al comma 4 e previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima. Per gli impianti di accumulo idroelettrico attraverso pompaggio puro l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della transizione ecologica, sentito il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e d'intesa con la regione interessata, con le modalità di cui al comma 4.

3-*bis*. Il Ministero della cultura partecipa al procedimento unico ai sensi del presente articolo in relazione ai progetti aventi ad oggetto impianti alimentati da fonti rinnovabili, comprese le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, localizzati in aree sottoposte a tutela, anche in itinere, ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, nonché nelle aree contermini ai beni sottoposti a tutela ai sensi del medesimo decreto legislativo.

4. L'autorizzazione di cui al comma 3 è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei princìpi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni. Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto o, per gli impianti idroelettrici, l'obbligo alla esecuzione di misure di

reinserimento e recupero ambientale. Fatto salvo il previo espletamento, qualora prevista, della verifica di assoggettabilità sul progetto preliminare, di cui all'articolo 20 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, il termine massimo per la conclusione del procedimento unico non può essere superiore a novanta giorni, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale.

4-*bis*. Per la realizzazione di impianti alimentati a biomassa, ivi inclusi gli impianti a biogas e gli impianti per produzione di biometano di nuova costruzione, e per impianti fotovoltaici, ferme restando la pubblica utilità e le procedure conseguenti per le opere connesse, il proponente deve dimostrare nel corso del procedimento, e comunque prima dell'autorizzazione, la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto.

5. All'installazione degli impianti di fonte rinnovabile di cui all'articolo 2, comma 1, lettere *b)* e *c)* per i quali non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione, non si applicano le procedure di cui ai commi 3 e 4. Ai medesimi impianti, quando la capacità di generazione sia inferiore alle soglie individuate dalla tabella A allegata al presente decreto, con riferimento alla specifica fonte, si applica la disciplina della denuncia di inizio attività di cui agli articoli 22 e 23 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, e successive modificazioni. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, possono essere individuate maggiori soglie di capacità di generazione e caratteristiche dei siti di installazione per i quali si procede con la medesima disciplina della denuncia di inizio attività.

6. L'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle regioni e delle province.

7. Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere *b)* e *c)*, possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5 marzo 2001, n. 57, articoli 7 e 8, nonché del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228, articolo 14.

8.

9. Le disposizioni di cui ai precedenti commi si applicano anche in assenza della ripartizione di cui all'articolo 10, commi 1 e 2, nonché di quanto disposto al comma 10.

10. In Conferenza unificata, su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Ministro per i beni e le attività culturali, si approvano le linee guida per lo svolgimento del procedimento di cui al comma 3. Tali linee guida sono volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio. In attuazione di tali linee guida, le regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti. Le regioni adeguano le rispettive discipline entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore delle linee guida. In caso di mancato adeguamento entro il predetto termine, si applicano le linee guida nazionali.».

Note all'art. 39:

— Il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 30 dicembre 2020 (Aggiornamento del decreto 10 ottobre 2014, relativamente all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati), è pubblicato nella G.U.R.I. 5 gennaio 2021, n. 3.

— Si riporta il testo dell'art. 21, comma 2, del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 21 *(Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale).* — (*omissis*).

Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, entro 120 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, sono stabilite le direttive per l'attuazione di quanto previsto al comma 1, fatto salvo quanto previsto all'articolo 33, comma 5.

(*omissis*).».

— Per la direttiva (UE) 2018/2001, si veda nelle note alle premesse:

— Si riporta il testo dell'art. 33, comma 5-*sexies*, del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 33 *(Disposizioni in materia di biocarburanti).* — (*omissis*).

5-*sexies*. A decorrere dal 1° gennaio 2013, le competenze operative e gestionali assegnate al Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali ai sensi del provvedimento di attuazione dell'articolo 2-*quater* del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, così come modificato dall'articolo 1, comma 368, della legge 27 dicembre 2006, n. 296, sono attribuite al Ministero dello sviluppo economico che le esercita anche avvalendosi del Gestore dei servizi energetici S.p.A. Per l'esercizio di tali competenze è costituito presso il Ministero dello sviluppo economico un comitato tecnico consultivo composto da rappresentanti del Ministero dello sviluppo economico, del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del Ministero dell'economia e delle finanze, e del Gestore dei servizi energetici S.p.A., con oneri a carico dello stesso Gestore. Dall'attuazione del presente comma non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

(*omissis*).».

Note all'art. 40:

— Il Regolamento delegato (UE) 2019/807 del 13 marzo 2019 della Commissione europea (che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda la determinazione delle materie prime a elevato rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni per le quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione in terreni che presentano elevate scorte di carbonio e la certificazione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni), è pubblicato nella G.U.U.E. 21 maggio 2019, n. L. 133.

Note all'art. 41:

— Per la direttiva (UE) 2018/2001, si veda nelle note alle premesse.

Note all'art. 42:

— La legge 6 dicembre 1991, n. 394 (Legge quadro sulle aree protette), è pubblicata nella G.U.R.I. 13 dicembre 1991, n. 292.

— La legge 31 dicembre 1982, n. 979 (Disposizioni per la difesa del mare), è pubblicata nella G.U.R.I. 18 gennaio 1983, n. 16.

— Il decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357 (Attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche) è pubblicato nella G.U.R.I. 23 ottobre 1997, n. 248.

— La decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 (che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione) è pubblicata nella G.U.U.E. 18 agosto 2017, n. L. 212.

— Si riporta il testo dell'art. 10, comma 7, del citato decreto legislativo n. 102 del 2014:

«Art. 10 *(Requisiti e specifiche tecniche).* — (*omissis*).

7. Fatto salvo quanto previsto al comma 5 e al comma 8, a decorrere dal 5 giugno 2014 è fatto obbligo agli operatori proponenti dei seguenti progetti di effettuare un'analisi costi-benefici, conformemente all'allegato 4, parte 2, per le finalità di seguito indicate:

a) nuovi impianti di generazione elettrica con potenza termica totale in ingresso superiore a 20 MW, al fine di valutare l'eventuale predisposizione del funzionamento dell'impianto come impianto di cogenerazione ad alto rendimento;

b) ammodernamento sostanziale di impianti di generazione elettrica con potenza termica totale in ingresso superiore a 20 MW, al fine di valutare l'eventuale conversione della produzione in cogenerazione ad alto rendimento;

c) nuovi impianti industriali o ammodernamento sostanziale di impianti esistenti, con potenza termica totale in ingresso superiore a 20 MW, che generano calore di scarto a un livello di temperatura utile, al fine di valutare le possibilità di uso del calore di scarto per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, anche attraverso la cogenerazione, e della connessione di tale impianto a una rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento;

d) nuove reti di teleriscaldamento e di teleraffreddamento o ammodernamento sostanziale di reti esistenti;

e) installazione di un nuovo impianto di produzione di energia termica, con potenza termica totale in ingresso superiore a 20 MW, al fine di valutare il possibile uso del calore di scarto degli impianti industriali situati nelle vicinanze.

L'installazione di attrezzature per la cattura di biossido di carbonio prodotto da un impianto di combustione a scopo di stoccaggio geologico non è considerata un ammodernamento ai fini delle lettere *b)*, *c)* e *d)* del presente comma. Nell'ambito dell'analisi costi-benefici di cui alle lettere *c)* e *d)* del presente comma, l'operatore si avvale del supporto delle società responsabili per il funzionamento delle reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento, ove esistenti.

(*omissis*).».

— Si riporta il testo degli articoli 7-*ter* e 7-*quinquies* del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66 (Attuazione della direttiva 2003/17/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel) pubblicato nella G.U.R.I 27 aprile 2005, n. 96:

«Art. 7-*ter (Criteri di sostenibilità per i biocarburanti)*. — 1. I criteri di sostenibilità che i biocarburanti devono rispettare al fine di cui all'articolo 7-*bis*, comma 5, sono indicati ai commi da 2 a 6. I criteri si applicano indipendentemente dal fatto che le materie prime siano state coltivate all'interno o all'esterno del territorio della Comunità. I biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, sottoprodotti e residui diversi dai residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura devono soddisfare soltanto i criteri di sostenibilità definiti al comma 2.

2. L'uso dei biocarburanti assicura un risparmio di emissioni di gas a effetto serra pari almeno al:

a) 60% per i biocarburanti prodotti negli impianti operativi a partire dal 5 ottobre 2015;

b) 35% fino al 31 dicembre 2017 e ad almeno il 50% a partire dal 1° gennaio 2018, per gli impianti operativi al 5 ottobre 2015 o in precedenza.

2-*bis*. Il risparmio delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di biocarburanti è calcolato in conformità all'articolo 7-*quinquies*.

3. I biocarburanti non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità, ossia terreni che nel gennaio 2008 o successivamente possedevano uno degli status seguenti, indipendentemente dal fatto che abbiano o meno conservato detto status:

a) foreste primarie e altri terreni boschivi, vale a dire foreste e altri terreni boschivi di specie native, ove non vi sia alcun segno chiaramente visibile di attività umana e i processi ecologici non siano perturbati in modo significativo;

b) aree designate per scopi di protezione della natura a norma delle leggi o dall'autorità competente del paese in cui le materie prime sono coltivate a meno che non venga dimostrato che la produzione delle predette materie prime e le normali attività di gestione non hanno interferito con gli scopi di protezione della natura delle aree richiamate;

c) nel caso di materie prime coltivate in Italia, le aree protette individuate ai sensi della legge del 6 dicembre 1991, n. 394, e successive modificazioni, le aree marine protette di cui alla legge del 31 dicembre 1982, n. 979, e successive modificazioni, e i siti della rete Natura 2000 di cui al decreto del Presidente della Repubblica dell'8 settembre 1997, n. 357, e successive modificazioni, a meno che non venga dimostrato che la produzione delle predette materie prime e le normali attività di gestione non hanno interferito con gli scopi di protezione della natura delle aree e dei siti richiamati;

d) aree designate per la protezione di ecosistemi o specie rari, minacciati o in pericolo di estinzione, riconosciute da accordi internazionali ratificati dall'Italia o incluse in elenchi compilati da organizzazioni intergovernative o dall'Unione internazionale per la conservazione della natura, previo loro riconoscimento ai sensi dell'articolo 7-*quater*, paragrafo 4, secondo comma, della direttiva 98/70/CE, introdotto dall'articolo 1 della direttiva 2009/30/CE, a meno che non venga dimostrato che la produzione delle predette materie prime e le normali attività di gestione non hanno interferito con gli scopi di protezione della natura delle aree in questione;

e) terreni erbosi ad elevata biodiversità, per i quali i criteri e i limiti geografici sono fissati ai sensi del regolamento (UE) n. 1307/2014, che siano:

1) terreni erbosi naturali, ossia terreni erbosi che rimarrebbero tali in assenza di interventi umani e che mantengono la composizione naturale delle specie nonché le caratteristiche e i processi ecologici;

2) terreni erbosi non naturali, ossia terreni erbosi che cesserebbero di essere tali in assenza di interventi umani e che sono ricchi di specie e non degradati, a meno che non venga dimostrato che il raccolto delle materie prime è necessario per preservarne lo status di terreno erboso.

4. I biocarburanti non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato stock di carbonio, vale a dire terreni che nel gennaio 2008 possedevano uno degli status seguenti, che nel frattempo hanno perso:

a) zone umide, (suoli con regime acquico) ossia terreni coperti o saturi di acqua in modo permanente o per una parte significativa dell'anno;

b) zone boschive continue, ossia terreni aventi un'estensione superiore ad un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta superiore al 30 per cento o di alberi che possono raggiungere tali soglie in situ;

c) terreni aventi un'estensione superiore ad un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta compresa tra il 10 per cento e il 30 per cento o di alberi che possono raggiungere tali soglie in situ, a meno che non vengano fornite prove del fatto che lo stock di carbonio della superficie in questione, prima e dopo la conversione, è tale che, quando viene applicata la metodologia di cui all'allegato V-*bis*, parte C, sono soddisfatte le condizioni di cui al comma 2. Le disposizioni del presente comma non si applicano se, al momento dell'ottenimento delle materie prime, i terreni avevano lo stesso status che nel gennaio 2008.

5. I biocarburanti non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che erano torbiere nel gennaio 2008, a meno che non vengano fornite prove del fatto che la coltivazione e la raccolta di tali materie prime non comportano drenaggio di terreno precedentemente non drenato.

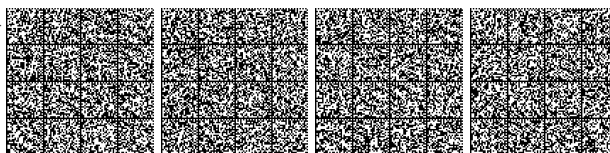
6. Nel caso i biocarburanti siano prodotti da materie prime agricole coltivate nella Comunità, queste ultime devono essere ottenute nel rispetto delle prescrizioni e delle norme previste dalle disposizioni menzionate nella parte A, rubrica «Ambiente», e al punto 9 dell'allegato II del regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009, che stabilisce norme comuni relative ai regimi di sostegno diretto agli agricoltori nell'ambito della politica agricola comune e istituisce taluni regimi di sostegno a favore degli agricoltori, e conformemente ai requisiti minimi per il mantenimento di buone condizioni agronomiche e ambientali definite ai sensi dell'articolo 6, comma 1, dello stesso regolamento.

7. Non è consentito rifiutare per motivi di sostenibilità che un biocarburante venga considerato ai fini di cui all'articolo 7-*bis*, commi 1 e 2, ove lo stesso rispetti i criteri di sostenibilità di cui ai commi da 2 a 5.»

«Art. 7-*quinquies (Calcolo delle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita dei biocarburanti)*. — 1. Ai fini di quanto previsto all'articolo 7-*bis*, commi 1 e 2, le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita dei biocarburanti sono così calcolate:

a) se l'allegato V-*bis*, parte A o B, fissa un valore standard per il risparmio delle emissioni di gas a effetto serra associate alla filiera di produzione del biocarburante e se il valore el per questi biocarburanti, calcolato secondo l'allegato V-*bis*, parte C, punto 7, è uguale o inferiore a zero, utilizzando detto valore standard;

b) utilizzando il valore reale calcolato secondo la metodologia definita all'allegato V-*bis*, parte C;

c) utilizzando un valore risultante dalla somma dei fattori della formula di cui all'allegato V-*bis*, parte C, punto 1, ove i valori standard disaggregati, di cui all'allegato V-*bis*, parte D o E, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita all'allegato V-*bis*, parte C, per tutti gli altri fattori;

d) ai biocarburanti non individuati nell'allegato V-*bis* si applicano le disposizioni di cui alla lettera *b)*.

2. È possibile utilizzare i valori delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dalla coltivazione di materie prime agricole diversi da quelli standard che siano stati calcolati, per ciascuna area NUTS, e trasmessi alla Commissione europea che decide mediante atti di esecuzione ai sensi dell'articolo 19, paragrafo 4 della direttiva 2009/28/CE come modificato dalla direttiva 2015/1513/ UE. Le relazioni redatte con riferimento alle aree NUTS ricadenti all'interno del territorio nazionale sono trasmesse alla Commissione europea a cura del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (68).

3. Nel caso di coltivazioni di materie prime agricole in territori esterni all'Unione europea è possibile utilizzare i valori delle emissioni di gas a effetto serra diversi da quelli standard che siano stati calcolati all'interno di relazioni equivalenti a quelle di cui al comma 2, elaborate dagli organi competenti e trasmesse alla Commissione europea che decide mediante atti di esecuzione ai sensi dell'articolo 19, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE, come modificato dalla direttiva 2015/1513/ UE.».

— Si riporta il testo dell'art. 38 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 38 *(Criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi)*. — 1. Fatto salvo quanto previsto al comma 2, a decorrere dal 1° gennaio 2012 i biocarburanti utilizzati nei trasporti e i bioliquidi utilizzati per la produzione di energia elettrica, termica o per il raffrescamento possono essere computati per il raggiungimento degli obiettivi nazionali e possono accedere agli strumenti di sostegno, ivi inclusi i meccanismi basati sull'obbligo di rispetto di quote minime, solo se rispettano i criteri di sostenibilità di cui al provvedimento di attuazione della direttiva 2009/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009. Per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita dei biocarburanti e dei bioliquidi si applica quanto previsto dallo stesso provvedimento attuativo.

2. In applicazione delle disposizioni del comma 1 del presente articolo, ai fini del calcolo richiamato al punto 19 dell'allegato V della direttiva 2009/28/CE si fa riferimento ai valori dei carburanti fossili ivi richiamati.».

Note all'art. 43:

— La direttiva 2018/2001/UE è riportata nelle note alle premesse.

— Si riporta il testo dell'art. 39 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 39 *(Verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità per i biocarburanti e per i bioliquidi)*. — 1. Ai fini della verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità dei biocarburanti, si applicano le disposizioni di cui al provvedimento di attuazione della direttiva 2009/30/CE, ivi incluse le sanzioni.

2. Le disposizioni richiamate al comma 1 si applicano anche per la verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità dei bioliquidi.».

Note all'art. 44:

— Il regolamento (CE) n. 1059/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 maggio 2003 (relativo all'istituzione di una classificazione comune delle unità territoriali per la statistica - NUTS) è pubblicato nella G.U.U.E. 21 giugno 2003, n. L 154.

Note all'art. 45:

— Si riporta il testo dell'art. 57 del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 (Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale) convertito con modificazioni dalla L. 11 settembre 2020, n. 120, pubblicato nella G.U.R.I. 16 luglio 2020, n. 178, così come modificato dal presente decreto:

«Art. 57 (Semplificazione delle norme per la realizzazione di punti e stazioni di ricarica di veicoli elettrici). — *1. Ai fini del presente articolo, per infrastruttura di ricarica di veicoli elettrici si intende quella di cui all'articolo 2, comma 1, lettera* e-ter*), del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.*

2. La realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici può avvenire:

a) all'interno di aree e edifici pubblici e privati, ivi compresi quelli di edilizia residenziale pubblica;

b) su strade private non aperte all'uso pubblico;

c) lungo le strade pubbliche e private aperte all'uso pubblico;

d) all'interno di aree di sosta, di parcheggio e di servizio, pubbliche e private, aperte all'uso pubblico.

2-*bis*. Nei casi di cui al comma 2, lettere *a)* e *b)*, la ricarica del veicolo elettrico, in analogia con quanto previsto dal decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, per la ricarica pubblica, è da considerare un servizio e non una fornitura di energia elettrica.

*3. La realizzazione di infrastrutture di ricarica è effettuata secondo le modalità di cui al comma 14-*bis*, fermo restando il rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza, la conformità alle disposizioni del codice della strada di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, e del relativo regolamento di esecuzione e di attuazione di cui al decreto del Presidente della Repubblica 16 dicembre 1992, n. 495, in relazione al dimensionamento degli stalli di sosta ed alla segnaletica orizzontale e verticale. Resta fermo, in ogni caso, il rispetto delle norme per la realizzazione degli impianti elettrici, con particolare riferimento all'obbligo di dichiarazione di conformità e di progetto elettrico, ove necessario, in base alle leggi vigenti.*

4. Le infrastrutture di ricarica di cui al comma 2, lettere *c)* e *d)*, sono accessibili, in modo non discriminatorio, a tutti gli utenti stradali esclusivamente per la sosta di veicoli elettrici in fase di ricarica al fine di garantire una fruizione ottimale dei singoli punti di ricarica.

5. All'articolo 158, comma 1, del codice della strada, di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, la lettera h-*bis*) è sostituita dalla seguente:

"h-*bis*) negli spazi riservati alla fermata e alla sosta dei veicoli elettrici. In caso di sosta a seguito di completamento di ricarica, possono essere applicate tariffe di ricarica mirate a disincentivare l'impegno della stazione oltre un periodo massimo di un'ora dal termine della ricarica. Tale limite temporale non trova applicazione dalle ore 23 alle ore 7, ad eccezione dei punti di ricarica di potenza elevata di cui all'articolo 2, comma 1, lettera *e)*, del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257".

*6. I soggetti che acquistano o posseggono un veicolo elettrico, anche tramite meccanismi di noleggio a lungo termine, possono inserirne i dati sulla Piattaforma Unica Nazionale di cui all'articolo 4, comma 7-*bis *del decreto-legge 18 aprile 2019, n. 32, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 giugno 2019, n. 55, ai fini della richiesta di cui al comma 7, con particolare riguardo alla zona e all'indirizzo di residenza e di parcheggio abituale e all'eventuale disponibilità, in tali ambiti, di punti ricarica su suolo privato.*

7. Con propri provvedimenti, adottati in conformità ai rispettivi ordinamenti, i comuni disciplinano la programmazione dell'installazione, della realizzazione e della gestione delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, tenendo conto delle richieste di cui al comma 6. In tale ambito, i comuni o aggregazione di comuni, possono prevedere, ove tecnicamente possibile, l'installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei veicoli elettrici immatricolati in relazione ai quali non risultino presenti punti di ricarica disponibili nella zona indicata con la comunicazione di cui al comma 6 e nel caso in cui il proprietario abbia dichiarato di non disporre di accesso a punti di ricarica in ambito privato. Per le finalità programmatorie di cui al primo periodo, i comuni accedono alle informazioni presenti sulla Piattaforma unica nazionale, ivi inclusi i dati di cui all'articolo 35, comma 1, lettera c).

*8. Per le finalità di cui al comma 7, i comuni possono consentire, anche a titolo non oneroso, la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica a soggetti pubblici e privati, anche prevedendo una eventuale suddivisione in lotti, da assegnare mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie. Resta fermo che un soggetto pubblico o privato può comunque richiedere al comune con le modalità di cui al comma 3-*bis *l'autorizzazione per la realizzazione e l'eventuale gestione delle infrastrutture di ricarica, anche solo per una strada o un'area o un insieme di esse.*

9. I comuni possono prevedere la riduzione o l'esenzione del *canone di cui all'articolo 1, comma 816, della legge 27 dicembre 2019 n. 160* per i punti di ricarica, nel caso in cui gli stessi eroghino energia di provenienza certificata da energia rinnovabile. In ogni caso, il canone di cui all'articolo 1, comma 816, della legge 27 dicembre 2019 n. 160 deve essere calcolato sullo spazio occupato dalle infrastrutture di ricarica senza considerare gli stalli di sosta degli autoveicoli che rimarranno nella disponibilità del pubblico.

10. In caso di applicazione della riduzione o dell'esenzione di cui al comma 9, se a seguito di controlli non siano verificate le condizioni previste, i comuni possono richiedere il pagamento, per l'intero periodo per cui è stata concessa l'agevolazione, del canone di occupazione di suolo pubblico e della tassa per l'occupazione di spazi e aree pubbliche, applicando una maggiorazione a titolo sanzionatorio fino al 30 per cento dell'importo.

11. Per le infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici e ibridi plug-in, quanto previsto dai commi 2 e 2-*bis* dell'articolo 95 del decreto legislativo 1° agosto 2003, n. 259, è sostituito da una dichiarazione sottoscritta dai soggetti interessati, da comunicare all'Ispettorato del Ministero competente per territorio, da cui risulti l'assenza o la presenza di interferenze con linee di telecomunicazione e il rispetto delle norme che regolano la materia della trasmissione e distribuzione di energia elettrica. In tali casi i soggetti interessati non sono tenuti alla stipula degli atti di sottomissione previsti dalla normativa vigente.

*12. L'ARERA, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, definisce misure tariffarie applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, tenuto conto dell'obbligo di cui al comma 12-*ter*, nonché al fine di favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche e definendo, ove necessario, le modalità di misura dell'energia elettrica destinata alla ricarica.*

*12-*bis*. Qualora le misure tariffarie di cui al comma 12 includano interventi che comportano uno sconto sulle componenti tariffarie da applicare a copertura degli oneri generali di sistema applicabili all'energia destinata alla ricarica, tali interventi sono efficaci qualora compatibili con la disciplina comunitaria in materia di aiuti di stato e hanno natura transitoria per il periodo strettamente necessario alla diffusione dei veicoli elettrici, definito con decreto del Ministero della transizione ecologica, sentita l'ARERA; con il medesimo decreto sono altresì valutate le eventuali modalità di copertura in caso di ammanco di gettito di oneri generali.*

*12-*ter*. Gli operatori dei punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, di cui all'articolo 4 comma 9 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, che scelgono di avvalersi delle misure tariffarie di cui al comma 12 del presente articolo sono tenuti a trasferire il beneficio agli utilizzatori finali del servizio di ricarica, anche nei casi in cui ciò non sia già previsto da condizioni fissate dall'ente locale competente.*

13. Le concessioni rilasciate a partire dalla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi compreso il rinnovo di quelle esistenti, prevedono che le aree di servizio di cui all'articolo 61 del decreto del Presidente della Repubblica 16 dicembre 1992, n. 495, vengano dotate delle colonnine di ricarica per i veicoli elettrici. Conseguentemente, sono aggiornati il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, di cui all'articolo 17-*septies* del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, e il Piano di ristrutturazione delle aree di servizio autostradali.

13-*bis*. All'articolo 17-*terdecies*, comma 1, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, dopo le parole: "ad esclusiva trazione elettrica," sono inserite le seguenti: "ovvero a trazione ibrida con l'installazione di motori elettrici,".

14. All'articolo 23 del decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 aprile 2012, n. 35, i commi 2-*bis* e 2-*ter* sono abrogati. In conseguenza di quanto disposto dal primo periodo, l'installazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici ad accesso pubblico non è soggetta al rilascio del permesso di costruire ed è considerata attività di edilizia libera.

14-*bis*. Ai fini della semplificazione dei procedimenti, il soggetto che effettua l'installazione delle infrastrutture per il servizio di ricarica dei veicoli elettrici su suolo pubblico presenta all'ente proprietario della strada l'istanza per l'occupazione del suolo pubblico e la realizzazione dell'infrastruttura di ricarica e per le relative opere di connessione alla rete di distribuzione concordate con il concessionario del servizio di distribuzione dell'energia elettrica competente. Le procedure sono soggette all'obbligo di richiesta semplificata e l'ente che effettua la valutazione, come previsto dall' articolo 14-*bis* della legge 7 agosto 1990, n. 241, rilascia entro trenta giorni un provvedimento di autorizzazione alla costruzione e all'occupazione del suolo pubblico per le infrastrutture di ricarica, che ha una durata minima di dieci anni, e un provvedimento di durata illimitata, intestato al gestore della rete, per le relative opere di connessione.

15. Il decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 3 agosto 2017, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 290 del 13 dicembre 2017, cessa di avere efficacia.

16. Con regolamento da emanarsi entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto sono adottate le disposizioni integrative e modificative del decreto del Presidente della Repubblica 16 dicembre 1992, n. 495, in coerenza con le disposizioni del presente articolo.

17. Dall'attuazione del presente articolo non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Le amministrazioni pubbliche interessate provvedono alle attività previste con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.».

— Si riporta il testo dell'art. 2, comma 1, del citato decreto legislativo n. 257 del 2016, così come modificato dal presente decreto:

«Art. 2 *(Definizioni)*. — 1. Ai fini del presente decreto, si intende per:

a) combustibili alternativi: combustibili o fonti di energia che fungono, almeno in parte, da sostituti delle fonti fossili di petrolio nella fornitura di energia per il trasporto e che possono contribuire alla sua decarbonizzazione e migliorare le prestazioni ambientali del settore trasporti. I combustibili alternativi comprendono anche:

1) elettricità;

2) idrogeno;

3) biocarburanti, quali definiti all'articolo 2, comma 1, lettera *i)* del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;

4) combustibili sintetici e paraffinici;

5) gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa, denominato gas naturale compresso, di seguito GNC, e liquefatta, denominato gas naturale liquefatto, di seguito GNL;

6) gas di petrolio liquefatto, di seguito denominato GPL;

b) veicolo elettrico: un veicolo a motore dotato di un gruppo propulsore contenente almeno una macchina elettrica non periferica come convertitore di energia con sistema di accumulo di energia ricaricabile, che può essere ricaricato esternamente;

c) punto di ricarica: un'interfaccia in grado di caricare un veicolo elettrico alla volta o sostituire la batteria di un veicolo elettrico alla volta;

d) punto di ricarica di potenza standard: un punto di ricarica, che consente il trasferimento di elettricità a un veicolo elettrico di potenza pari o inferiore a 22 kW, esclusi i dispositivi di potenza pari o inferiore a 3,7 kW, che sono installati in abitazioni private o il cui scopo principale non è ricaricare veicoli elettrici, e che non sono accessibili al pubblico. Il punto di ricarica di potenza standard è dettagliato nelle seguenti tipologie:

1) lenta = pari o inferiore a 7,4 kW;

2) accelerata = superiore a 7,4 kW e pari o inferiore a 22 kW;

e) punto di ricarica di potenza elevata: un punto di ricarica che consente il trasferimento di elettricità a un veicolo elettrico di potenza superiore a 22 kW. Il punto di ricarica di potenza elevata è dettagliato nelle seguenti tipologie:

1) veloce: superiore a 22 kW e pari o inferiore a 50 kW;

2) ultra-veloce: superiore a 50 kW;

*e-*bis*): dispositivo di ricarica: dispositivo in grado di erogare il servizio di ricarica mediante uno o più punti di ricarica, comunemente denominato "colonnina di ricarica", o, in ambito domestico, "wallbox".*

*e-*ter*): infrastruttura di ricarica: insieme di strutture, opere e impianti necessari alla realizzazione di aree di sosta dotate di uno o più punti di ricarica per veicoli elettrici. In particolare, l'infrastruttura di ricarica è composta da uno o più dispositivi di ricarica e dalle relative interconnessioni elettriche.*

*e-*quater*): stazione di ricarica: area adibita al servizio di ricarica di veicoli elettrici composta dagli stalli di sosta, dalle relative infrastrutture di ricarica nonché dagli elementi architettonici e edilizi funzionali al servizio di ricarica. Laddove realizzata su area pubblica o aperta al pubblico, garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti; una stazione di ricarica è connessa alla rete di distribuzione di energia elettrica tramite un punto di connessione (POD) dotato di smart meter per la misura dell'energia elettrica complessivamente prelevata, inclusa quella eventualmente utilizzata per altri usi diversi dalla ricarica, e di quella eventualmente immessa.*

f) fornitura di elettricità lungo le coste: la fornitura di alimentazione elettrica alle infrastrutture di ormeggio a servizio delle navi adibite alla navigazione marittima o delle navi adibite alla navigazione interna ormeggiate, effettuata attraverso un'interfaccia standardizzata con la rete elettrica o con generatore elettrico isolato alimentato a gas naturale liquefatto - GNL o idrogeno;

g) punto di ricarica o di rifornimento accessibile al pubblico: un punto di ricarica o di rifornimento per la fornitura di combustibile alternativo che garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti. L'accesso non discriminatorio può comprendere condizioni diverse di autenticazione, uso e pagamento. A tal fine, si considera punto di ricarica aperto al pubblico:

1) un punto di ricarica la cui area di stazionamento è accessibile al pubblico, anche mediante autorizzazione e pagamento di un diritto di accesso;

2) un punto di ricarica collegato a un sistema di autovetture condivise e accessibile a terzi, anche a seguito del pagamento del servizio di ricarica;

h) punto di ricarica non accessibile al pubblico:

1) un punto di ricarica installato in un edificio residenziale privato o in una pertinenza di un edificio residenziale privato, riservato esclusivamente ai residenti;

2) un punto di ricarica destinato esclusivamente alla ricarica di veicoli in servizio all'interno di una stessa entità, installato all'interno di una recinzione dipendente da tale entità;

3) un punto di ricarica installato in un'officina di manutenzione o di riparazione, non accessibile al pubblico;

i) punto di rifornimento: un impianto di rifornimento per la fornitura di qualsiasi combustibile alternativo, ad eccezione del gas naturale liquefatto-GNL, mediante un'installazione fissa o mobile;

l) punto di rifornimento per il gas naturale liquefatto-GNL: un impianto di rifornimento per la fornitura di gas naturale liquefatto-GNL, consistente in un impianto fisso o mobile, un impianto offshore o un altro sistema.

(*omissis*).».

— Il testo dell'art. 4, comma 7-*bis*, del citato decreto-legge n. 32 del 2019, è riportato nelle note all'art. 35.

Note all'art. 46:

— Il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 2 marzo 2018, è riportato nelle note all'art. 11.

— Si riporta il testo dell'art. 8, comma 8, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012 (Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici) pubblicato nella G.U.R.I. 10 luglio 2012, n. 159:

«Art. 8 *(Disposizioni specifiche per gli impianti alimentati da biomassa, biogas, e bioliquidi sostenibili)*. — 1. Per gli impianti alimentati da bioliquidi sostenibili, l'accesso ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto è subordinato al rispetto e alla verifica dei criteri di sostenibilità, da effettuarsi con le modalità di cui all' articolo 38 del decreto legislativo n. 28 del 2011.

2. Restano ferme la funzione di controllo dell'amministrazione pubblica competente sull'effettiva tipologia di rifiuti, biomasse o biogas di alimentazione dell'impianto e la funzione di segnalazione al GSE ai sensi dell'articolo 42, commi 2 e 4, del decreto legislativo n. 28 del 2011.

3. Ai soli fini della verifica del possesso dei requisiti per l'accesso ai meccanismi incentivanti di cui al presente decreto, qualora venga utilizzata materia prima classificata come rifiuto, il produttore di energia elettrica è tenuto a fornire al GSE, qualora richiesto dal GSE, le informazioni derivanti dall'applicazione dell' articolo 188-*bis* del decreto legislativo n. 152 del 2006 e successive modificazioni, e ogni ulteriore elemento necessario per verificare la natura dei rifiuti utilizzati.

4. Per gli impianti alimentati a biomasse e a biogas, al fine di determinare la tariffa incentivante di riferimento, il GSE identifica, sulla base di quanto riportato nell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto e dichiarato dal produttore con le modalità di cui in allegato 3, da quali delle tipologie di seguito elencate è alimentato l'impianto:

a) prodotti di origine biologica;

b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A;

c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2;

d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi dalla lettera *c)*.

5. Nei casi in cui l'autorizzazione di cui al comma 4 non indichi in modo esplicito che l'impianto viene alimentato da una sola delle tipologie ivi indicate, il GSE procede all'individuazione della tariffa incentivante di riferimento secondo le modalità di seguito indicate:

a) nel caso in cui l'autorizzazione preveda che l'impianto possa utilizzare più di una tipologia fra quelle di cui al comma 4, attribuisce all'intera produzione la tariffa incentivante di minor valore fra quelle riferibili alle tipologie utilizzate;

b) nel caso in cui l'autorizzazione non rechi esplicita indicazione delle tipologie di biomasse utilizzate, attribuisce la tariffa incentivante di minor valore fra quelle delle possibili tipologie di alimentazione dell'impianto;

c) per i soli impianti a biomasse e biogas di potenza non superiore a 1 MW e nel solo caso in cui dall'autorizzazione risulti che per l'alimentazione vengono utilizzate biomasse della tipologia di cui alla lettera *b)* del comma 4, congiuntamente a biomasse rientranti nella tipologia di cui alla lettera *a)*, con una percentuale di queste ultime non superiore al 30% in peso, il GSE attribuisce all'intera produzione la tariffa incentivante di cui alla lettera *b)* del medesimo comma 4.

6. Alla tariffa di riferimento per gli impianti alimentati da biomasse di cui al comma 4, lettere *a)* e *b)*, di potenza non inferiore a 1 MW e non superiore a 5 MW ovvero di potenza superiore a 1 MW per impianti oggetto di intervento di rifacimento, qualora siano rispettate le condizioni di seguito riportate, possono essere aggiunti e tra loro cumulati i premi di seguito indicati:

a) l'esercizio degli impianti dà luogo a una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai valori obiettivo indicati nel decreto di cui al comma 9: 10 euro/MWh

b) gli impianti sono alimentati da biomasse da filiera ricomprese fra le tipologie indicate in Tabella 1-B: 20 euro/MWh.

7. Alla tariffa di riferimento per gli impianti alimentati da biomasse di cui al comma 4, lettere *a)* e *b)*, di qualsiasi potenza, anche oggetto di rifacimento, spetta un incremento di 30 euro/MWh qualora gli impianti soddisfino i requisiti di emissione in atmosfera di cui all' Allegato 5.

8. Alla tariffa di riferimento per gli impianti a biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili operanti in cogenerazione ad alto rendimento, spetta un premio così differenziato:

a) 40 euro/MWh, per impianti alimentati dalle tipologie di cui al comma 4, lettera *a)*, e da bioliquidi sostenibili;

b) 40 euro/MWh, per impianti a biomasse di cui al comma 4, lettera *b)*, qualora il calore cogenerato sia utilizzato per teleriscaldamento;

c) 10 euro/MWh per gli altri impianti.

9. Entro 90 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto l'ENEA in accordo con il Comitato Termotecnico Italiano (CTI) provvede a predisporre una procedura per il calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra conseguente all'utilizzo di biomasse in impianti di produzione di energia elettrica, tenuto conto di quanto previsto dalla UNI/TS 11435, dalla comunicazione della Commissione europea COM(2010)11 del 25 febbraio 2010 e in linea con quanto previsto per i bioliquidi sostenibili dal decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, così come integrato dal decreto legislativo 31 marzo 2011 n. 55. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali è approvata la suddetta procedura e sono stabiliti, ai fini di quanto previsto al comma 11, i valori obiettivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, nonché le modalità con le quali è verificato e comunicato al GSE il rispetto dei suddetti valori.

10. Ai fini di quanto disposto al presente articolo, la verifica dei requisiti di provenienza e tracciabilità della materia prima, da effettuarsi ai sensi dell'articolo 42, comma 2, del decreto legislativo n. 28 del 2011, è eseguita dal Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, avvalendosi di AGEA. Per gli impianti alimentati da biomasse e biogas con le modalità di cui al comma 5, lettera *c)*, il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, avvalendosi di AGEA, predispone una procedura semplificata, che preveda comunque la verifica, con riferimento all'anno solare, delle quantità di prodotto e sottoprodotto impiegate dal produttore, anche tramite l'effettuazione di controlli

a campione. Con tale procedura vengono definiti anche le modalità dei controlli in capo al Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali ai sensi del presente articolo e dell'articolo 26, e il relativo costo, a carico dei produttori elettrici.

11. In riferimento ai premi di cui ai commi 6 e 7, il GSE eroga l'incentivo minimo spettante e corrisponde gli incrementi previsti a conguaglio, a seguito di comunicazione di esito positivo dei controlli e delle verifiche effettuate dai soggetti e con le modalità indicate ai commi 9 e 10, primo periodo, e al comma 12.

12. Ai fini dell'accesso al premio per ridotte emissioni in atmosfera di cui al comma 7 e all'allegato 5, con uno dei decreti previsti dall' articolo 281, comma 5, del decreto legislativo n. 152 del 2006 e successive modifiche e integrazioni sono stabilite le modalità con le quali le competenti Agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente verificano e comunicano al GSE il rispetto delle condizioni per l'accesso al suddetto premio, nonché il relativo costo, a carico dei produttori elettrici. Nell'ambito di tale provvedimento sono inoltre stabilite le caratteristiche e le prestazioni minime del Sistema di Analisi di Emissioni (SAE) di cui al punto 4 dell'allegato 5.

13. Il GSE eroga il premio di cui al comma 8, da applicare alla sola produzione netta riconosciuta come energia elettrica cogenerata, con periodicità compatibile con la verifica, da parte del GSE stesso, del rispetto delle condizioni stabilite dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011.».

— Si riporta il testo dell'art. 5 del citato decreto legislativo n. 79 del 1999:

«Art. 5 *(Funzioni di gestore del mercato)*. — 1. La gestione economica del mercato elettrico è affidata ad un gestore del mercato. Il gestore del mercato è una società per azioni, costituita dal gestore della rete di trasmissione nazionale entro nove mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Esso organizza il mercato stesso secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, assicurando altresì la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. La disciplina del mercato, predisposta dal gestore del mercato entro un anno dalla data della propria costituzione, è approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Essa, in particolare, prevede, nel rispetto dei predetti criteri, i compiti del gestore del mercato in ordine al bilanciamento della domanda e dell'offerta e gli obblighi di produttori e importatori di energia elettrica che non si avvalgono di quanto disposto dall'articolo 6.

2. Dalla data di entrata in vigore del presente decreto si applica il dispacciamento passante. Entro il 1° gennaio 2001 l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari offerti è determinato, salvo quanto previsto dall'articolo 11, secondo il dispacciamento di merito economico. Dalla data in cui questo viene applicato, il gestore del mercato assume la gestione delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi.

3. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è competente, ai sensi dell'articolo 20, comma 4, della direttiva 96/92/CE, anche per le controversie in materia di accesso alle reti di interconnessione e di contratti d'importazione ed esportazione.".

— Si riporta il testo dell'art. 34 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 34 *(Garanzia di origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili)*. — 1. Con le modalità previste dall'articolo 1, comma 5, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono aggiornate le modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo della garanzia di origine dell'elettricità da fonti rinnovabili in conformità alle disposizioni dell'articolo 15 della direttiva 2009/28/CE.

2. La garanzia di origine di cui al comma 1 ha esclusivamente lo scopo di consentire ai fornitori di energia elettrica di provare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel proprio mix energetico.

3. Il rilascio, il riconoscimento o l'utilizzo della garanzia di origine di cui al comma 1 non ha alcun rilievo ai fini:

a) del riconoscimento dei meccanismi di sostegno per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;

b) del riconoscimento della provenienza da fonti rinnovabili dell'elettricità munita di garanzia di origine ai fini dell'applicazione dei meccanismi di sostegno;

c) dell'utilizzo di trasferimenti statistici e progetti comuni;

d) della determinazione del grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili.

4. A decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo a quello di entrata in vigore del decreto di cui al comma 1, i fornitori di energia elettrica possono utilizzare esclusivamente la garanzia di origine di cui al medesimo comma 1 per provare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel proprio mix energetico. A decorrere dalla medesima data è abrogato l'articolo 11 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.».

Note all'art. 47:

— Si riporta il testo dell'art. 15 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 15 *(Sistemi di qualificazione degli installatori)*. — 1. La qualifica professionale per l'attività di installazione e di manutenzione straordinaria di caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, è conseguita automaticamente con il possesso dei requisiti tecnico professionali di cui, alternativamente, alle lettere *a)*, a-*bis*), *b)*, o *d)* dell'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, recante "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-*quaterdecies*, comma 13, lettera *a)*, della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici", pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 61 del 12 marzo 2008.

1-*bis*. A decorrere dal 4 agosto 2013, il requisito tecnico-professionale del possesso di un titolo o attestato conseguito ai sensi della legislazione vigente in materia di formazione professionale, di cui all'articolo 4, comma 1, lettera *c)*, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, si intende rispettato quando il titolo o l'attestato di formazione professionale sono rilasciati nel rispetto delle modalità di cui al presente articolo e dei criteri di cui all'Allegato 4. Ai fini della presente disposizione, il previo periodo di formazione alle dirette dipendenze di una impresa del settore è individuato in due anni.

2. Entro il 31 dicembre 2016, le regioni e le province autonome, nel rispetto dell'allegato 4, attivano un programma di formazione per gli installatori di impianti a fonti rinnovabili o procedono al riconoscimento di fornitori di formazione, dandone comunicazione al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Le regioni e province autonome possono riconoscere ai soggetti partecipanti ai corsi di formazione crediti formativi per i periodi di prestazione lavorativa e di collaborazione tecnica continuativa svolti presso imprese del settore.

3. Entro il 31 dicembre 2012, le Regioni e le Province autonome, nel rispetto dell'allegato 4, attivano un programma di formazione per gli installatori di impianti a fonti rinnovabili o procedono al riconoscimento di fornitori di formazione, dandone comunicazione al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

4. Allo scopo di favorire la coerenza con i criteri di cui all'allegato 4 e l'omogeneità a livello nazionale, ovvero nel caso in cui le Regioni e le Province autonome non provvedano entro il 31 dicembre 2012, l'ENEA mette a disposizione programmi di formazione per il rilascio dell'attestato di formazione. Le Regioni e le Province autonome possono altresì stipulare accordi con l'ENEA e con la scuola di specializzazione in discipline ambientali, di cui all'articolo 7, comma 4, della legge 11 febbraio 1992, n. 157, e successive modificazioni, per il supporto nello svolgimento delle attività di cui al comma 3.

5. Gli eventuali nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica derivanti dalle attività di formazione di cui ai commi 3 e 4 sono posti a carico dei soggetti partecipanti alle medesime attività.

6. Il riconoscimento della qualificazione rilasciata da un altro Stato membro è effettuato sulla base di principi e dei criteri di cui al decreto legislativo 9 novembre 2007, n. 206, nel rispetto dell'allegato 4.

7. A decorrere dal 1° gennaio 2022, i titoli di qualificazione di cui al presente articolo sono inseriti nella visura camerale delle imprese dalle camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura competenti per territorio, che li ricevono dai soggetti che li rilasciano. Le amministrazioni interessate provvedono all'attuazione del presente comma nell'ambito delle risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.».

— Si riporta il testo dell'art. 4, comma 1, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37 (Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-*quaterdecies*, comma 13, lettera *a)*, della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici) pubblicato nella G.U.R.I. 12 marzo 2008, n. 61.

«Art. 4 *(Requisiti tecnico-professionali)*. — 1. I requisiti tecnico-professionali sono, in alternativa, uno dei seguenti:

a) diploma di laurea in materia tecnica specifica conseguito presso una università statale o legalmente riconosciuta;

a-*bis*) diploma di tecnico superiore previsto dalle linee guida di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 gennaio 2008, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 86 dell'11 aprile 2008, conseguito in esito ai percorsi relativi alle figure nazionali definite dall'allegato A, area 1 - efficienza energetica, al decreto del Ministro dell'istruzione, dell'università e della ricerca 7 settembre 2011; (5)

b) diploma o qualifica conseguita al termine di scuola secondaria del secondo ciclo con specializzazione relativa al settore delle attività di cui all'articolo 1, presso un istituto statale o legalmente riconosciuto, seguiti da un periodo di inserimento, di almeno due anni continuativi, alle dirette dipendenze di una impresa del settore. Il periodo di inserimento per le attività di cui all'articolo 1, comma 2, lettera *d)* è di un anno;

c) titolo o attestato conseguito ai sensi della legislazione vigente in materia di formazione professionale, previo un periodo di inserimento, di almeno quattro anni consecutivi, alle dirette dipendenze di una impresa del settore. Il periodo di inserimento per le attività di cui all'articolo 1, comma 2, lettera *d)* è di due anni;

d) prestazione lavorativa svolta, alle dirette dipendenze di una impresa abilitata nel ramo di attività cui si riferisce la prestazione dell'operaio installatore per un periodo non inferiore a tre anni, escluso quello computato ai fini dell'apprendistato e quello svolto come operaio qualificato, in qualità di operaio installatore con qualifica di specializzato nelle attività di installazione, di trasformazione, di ampliamento e di manutenzione degli impianti di cui all'articolo 1.

(*omissis*).».

Note all'art. 48:

— Il Regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008 (relativo alle statistiche dell'energia) è pubblicata nella G.U.U.E. 14 novembre 2008, n. L 304.

— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 14 gennaio 2012 (Approvazione della metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale in materia di energia, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di quote dei consumi finali lordi di elettricità, energia per il riscaldamento e il raffreddamento, e per i trasporti coperti da fonti energetiche rinnovabili) è pubblicato nella G.U.R.I. 14 febbraio 2012, n. 37.

— Il decreto del Ministro dello sviluppo economico e delle infrastrutture e dei trasporti 11 maggio 2015 (Approvazione della metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali, in attuazione dell'articolo 40, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28) è pubblicato nella G.U.R.I. 15 luglio 2015, n. 162.

— Il Regolamento (UE) 2018/1999 è riportato nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 1-*bis* del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105 (Misure urgenti in materia di energia), è riportato nelle note all'articolo 36.

— Il testo dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79 del 1999, è riportato nelle note all'articolo 5.

— Si riporta il testo dell'articolo 40, del citato decreto legislativo n. 28 del 2011:

«Art. 40 *(Monitoraggio, sistema statistico nazionale, relazioni e aggiornamenti)*. — 1. Nei limiti delle risorse disponibili allo scopo, il Ministero dello sviluppo economico provvede ad integrare il sistema statistico in materia di energia perseguendo le seguenti finalità:

a) assicurare il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi, intermedi e al 2020, in materia di quote dei consumi finali lordi di elettricità, energia per il riscaldamento e il raffreddamento, e per i trasporti, coperti da fonti energetiche rinnovabili, secondo i criteri di cui al regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008 relativo alle statistiche dell'energia, e successive modificazioni, tenendo conto anche dei progetti comuni e dei trasferimenti statistici tra Stati membri;

b) assicurare coerenza tra il monitoraggio di cui alla lettera *a)* e il bilancio energetico nazionale;

c) assicurare che il monitoraggio di cui alla lettera *a)* consenta di stimare, per ciascuna regione e provincia autonoma, i medesimi parametri di quote dei consumi energetici coperti da fonti energetiche rinnovabili, con modalità idonee a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali stabiliti in attuazione dell'articolo 2, comma 167, della legge 24 dicembre 2007, n. 244.

2. Per le finalità di cui al comma 1, il GSE, tenuto conto delle norme stabilite in ambito SISTAN e EUROSTAT, organizza e gestisce un sistema nazionale per il monitoraggio statistico dello stato di sviluppo delle fonti rinnovabili, idoneo a:

a) rilevare i dati necessari per misurare lo stato di raggiungimento degli obiettivi di cui al comma 1 in ambito nazionale e stimare il grado di raggiungimento dei medesimi obiettivi in ciascuna regione e provincia autonoma;

b) stimare i risultati connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica in termini di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

3. Il GSE provvede altresì a sviluppare ed applicare metodologie idonee a fornire, con cadenza biennale:

a) stime delle ricadute industriali ed occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell'efficienza energetica;

b) stime dei costi e dell'efficacia delle misure di sostegno, confrontati con i principali Stati dell'Unione europea.

4. Sulla base delle attività di cui ai commi 1 e 2, entro il 31 dicembre 2011 il Ministro dello sviluppo economico approva la metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale in materia di energia, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare, ai fini delle comunicazioni alla Commissione europea, il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali.

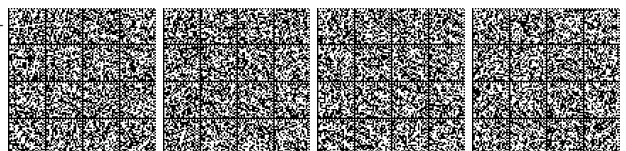
5. Sulla base delle attività di cui ai commi 1 e 2, entro il 31 dicembre 2012 il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e, per gli aspetti inerenti le biomasse, di concerto con il Ministro per le politiche agricole alimentari e forestali, previa intesa Conferenza unificata, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, approva la metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali definiti in attuazione dell'articolo 2, commi 167 e 170, della legge 24 dicembre 2007, n. 244.

6. Anche sulla base delle attività di monitoraggio di cui ai precedenti commi:

a) il GSE sottopone al Ministero dello sviluppo economico lo schema di relazione sui progressi realizzati nella promozione e nell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, di cui all'articolo 22 della direttiva 2009/28/CE;

b) il Ministero dello sviluppo economico, sentito il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, provvede alla trasmissione alla Commissione europea della relazione di cui all'articolo 22 della direttiva 2009/28/CE e, qualora la quota di energia da fonti rinnovabili sia scesa al di sotto di quella necessaria al rispetto della progressione temporale di cui all'articolo 3, comma 3, all'aggiornamento del Piano di azione nazionale sulle energie rinnovabili di cui all'articolo 4 della medesima direttiva.

7. Entro il 31 dicembre 2011 e, successivamente, ogni due anni l'ENEA trasmette al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas un rapporto concernente lo stato e le prospettive delle tecnologie per la produzione di energia elettrica, di calore e di biocarburanti, nonché lo stato e le prospettive delle tecnologie rilevanti in materia di efficienza energetica, con riguardo particolare a disponibilità, costi commerciali, sistemi innovativi non ancora commerciali e potenziale nazionale residuo di fonti rinnovabili e di efficienza energetica.

8. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede alla copertura dei costi sostenuti da GSE ed ENEA, non coperti da altre risorse, per lo svolgimento delle attività svolte ai sensi del presente decreto.».

Note all'art. 50:

— Il testo dell'art. 8 del decreto legislativo n. 281 del 1997, è riportato nelle note all'articolo 6.

— Si riporta il testo dell'art. 36, comma 1, della citata legge n. 234 del 2012:

«Art. 36 *(Attuazione di atti di esecuzione dell'Unione europea).* — 1. Alle norme dell'Unione europea non autonomamente applicabili, che modificano modalità esecutive e caratteristiche di ordine tecnico di direttive già recepite nell'ordinamento nazionale, e agli atti di esecuzione non autonomamente applicabili, adottati dal Consiglio dell'Unione europea o dalla Commissione europea in esecuzione di atti dell'Unione europea già recepiti o già efficaci nell'ordinamento nazionale, è data attuazione, nelle materie di cui all'articolo 117, secondo comma, della Costituzione, con decreto del Ministro competente per materia, che ne dà tempestiva comunicazione al Presidente del Consiglio dei Ministri o al Ministro per gli affari europei.».

21G00214

DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. **200**.

Attuazione della direttiva (UE) 2019/1024 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, relativa all'apertura dei dati e al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico (rifusione).

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Visti gli articoli 76 e 87 della Costituzione;

Visto l'articolo 117 della Costituzione;

Vista la legge 22 aprile 2021, n. 53 e, in particolare, l'articolo 1 e l'allegato A;

Vista la direttiva (UE) 2019/1024 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, relativa all'apertura dei dati e al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico (rifusione);

Vista la direttiva 2003/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 novembre 2003, relativa al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico;

Visto il regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 aprile 2016, relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE (regolamento generale sulla protezione dei dati);

Vista la legge 22 aprile 1941, n. 633;

Vista la legge 7 agosto 1990, n. 241;

Vista la legge 7 giugno 2000, n. 150;

Visto il decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267;

Visto il decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196;

Visto il decreto legislativo 11 novembre 2003, n. 333;

Vista la legge 30 dicembre 2004, n. 311;

Visto il decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82;

VISTO il decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36;

Vista la legge 3 agosto 2007, n. 124;

Visto il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 32;

Visto il decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33;

Visto il decreto legislativo 18 maggio 2015, n. 102;

Visto il decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;

Vista la deliberazione preliminare del Consiglio dei ministri del 5 agosto 2021;

Acquisito il parere del Garante per la protezione dei dati personali;

Acquisiti i pareri delle competenti Commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica resi rispettivamente in data 23 settembre 2021 e 22 settembre 2021;

Vista la deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 4 novembre 2021;

Sulla proposta del Presidente del Consiglio dei ministri e del Ministro per l'innovazione tecnologica e la transizione digitale, di concerto con i Ministri per la pubblica amministrazione, degli affari esteri e della cooperazione internazionale, della giustizia, dell'economia e delle finanze e dell'università e della ricerca;

EMANA
il seguente decreto legislativo:

Art. 1.

Modifiche al decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36

1. Il titolo del decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36, è sostituito dal seguente: «Attuazione della direttiva (UE) 2019/1024 relativa all'apertura dei dati e al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico che ha abrogato la direttiva 2003/98/CE» e nelle premesse sono apportate le seguenti modificazioni:

a) dopo le parole «Visto l'articolo 117 della Costituzione» sono inserite le seguenti:

«Vista la legge 22 aprile 2021, n. 53 e, in particolare, l'articolo 1 e l'allegato A;

Vista la direttiva (UE) 2019/1024 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, relativa all'apertura dei dati e al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico;»;

b) dopo le parole «Vista la direttiva 2003/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 novembre 2003, relativa al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico;» sono inserite le seguenti: «Visto il regolamento (UE) n. 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 aprile 2016, relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE;»;

c) dopo le parole «Visto il decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82;» sono inserite le seguenti: «Vista la legge 3 agosto 2007, n. 124;

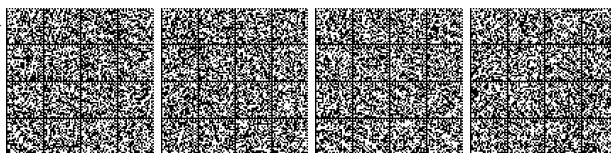
Visto il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 32;

Visto il decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33;

Visto il decreto legislativo 18 maggio 2015, n. 102;

Visto il decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;».

2. All'articolo 1 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1 dopo le parole «organismi di diritto pubblico» sono inserite le seguenti: «e delle imprese pubbliche e private, ai sensi di quanto previsto dai commi 2-*ter* e 2-*quater*»;

b) al comma 2 dopo le parole «Parte II, Titolo II,» sono aggiunte le parole «Capo I e»;

c) dopo il comma 2 sono inseriti i seguenti:

«2-*bis*. Il presente decreto si applica ai dati della ricerca conformemente alle condizioni di cui all'articolo 9-*bis*.

2-*ter*. Fatto salvo quanto previsto all'articolo 3, comma 1, lettera a-*bis*), il presente decreto disciplina, altresì, il riutilizzo dei documenti nella disponibilità delle imprese pubbliche:

a) attive nei settori di cui agli articoli da 115 a 121 del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;

b) che agiscono in qualità di operatori di servizio pubblico ai sensi dell'articolo 2 del regolamento (CE) n. 1370/2007;

c) che agiscono in qualità di vettori aerei che assolvono oneri di servizio pubblico ai sensi dell'articolo 16 del regolamento (CE) n. 1008/2008;

d) che agiscono in qualità di armatori comunitari che assolvono obblighi di servizio pubblico ai sensi dell'articolo 4 del regolamento (CEE) n. 3577/1992.

2-*quater*. La disciplina di cui al comma 2-*ter* si applica anche alle imprese private di trasporto che sono soggette ad obblighi di servizio pubblico ai sensi dell'articolo 16 del regolamento (CE) n. 1008/2008 e, in generale, ai gestori di servizi pubblici in relazione ai servizi di pubblico interesse;

2-*quinquies*. Il presente decreto disciplina altresì il riutilizzo dei documenti ai quali si applica il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 32, di recepimento della direttiva 2007/2/CE.».

3. All'articolo 2 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, la lettera *a)* è sostituita dalla seguente: «*a)* pubbliche amministrazioni: le amministrazioni di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, ivi comprese le autorità di sistema portuale, le autorità amministrative indipendenti di garanzia, vigilanza e regolazione, nonché i loro consorzi o associazioni a qualsiasi fine istituiti;»;

b) dopo la lettera *a)* è inserita la seguente: «a-*bis*) imprese pubbliche: le imprese definite all'articolo 3, comma 1, lettera *t)*, del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;»;

c) la lettera *b)* è sostituita dalla seguente: «*b)* organismi di diritto pubblico: gli organismi definiti all'articolo 3, comma 1, lettera *d)* del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;»;

d) alla lettera *c)* dopo le parole da «dal supporto» sono aggiunte le seguenti «, cartaceo o elettronico, registrazione sonora, visiva o audiovisiva o qualsiasi parte di tale contenuto»;

e) alla lettera c-*ter*) le parole «68, comma 3, lettera *a)*», sono sostituite dalle seguenti: «1, comma 1, lettera l-*bis*, del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82»;

f) la lettera c-*quater*) è sostituita dalla seguente «c-*quater*) dati di tipo aperto: dati come definiti dall'articolo 1, comma 1, lettera l-*ter*), del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82;»;

g) dopo la lettera c-*quater*) sono inserite le seguenti: «c-*quinquies*) anonimizzazione: la procedura mirante a rendere anonimi documenti, rendendoli non riconducibili a una persona fisica identificata o identificabile, ovvero la procedura mirante a rendere anonimi dati personali in modo da impedire o da non consentire più l'identificazione dell'interessato;

c-*sexies*) dati dinamici: documenti informatici, soggetti ad aggiornamenti frequenti o in tempo reale, in particolare a causa della loro volatilità o rapida obsolescenza;

c-*septies*) dati della ricerca: documenti informatici, diversi dalle pubblicazioni scientifiche, raccolti o prodotti nel corso della ricerca scientifica e utilizzati come elementi di prova nel processo di ricerca, o comunemente accettati nella comunità di ricerca come necessari per convalidare le conclusioni e i risultati della ricerca;

c-*octies*) serie di dati di elevato valore: documenti il cui riutilizzo è associato a importanti benefici per la società, l'ambiente e l'economia, in considerazione della loro idoneità per la creazione di servizi, applicazioni a valore aggiunto e nuovi posti di lavoro, nonché del numero dei potenziali beneficiari dei servizi e delle applicazioni a valore aggiunto basati su tali serie di dati;»;

h) la lettera *e)* è sostituita dalla seguente:

«*e)* riutilizzo: l'uso da parte di persone fisiche o giuridiche di documenti detenuti da:

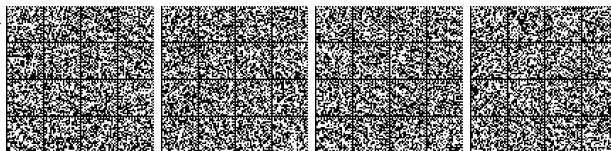
1) pubbliche amministrazioni o organismi di diritto pubblico, per fini commerciali o per fini non commerciali, diversi da quelli istituzionali per i quali i documenti sono stati prodotti, fatta eccezione per lo scambio di documenti tra pubbliche amministrazioni, o organismi di diritto pubblico, ovvero tra amministrazioni e organismi di diritto pubblico, posto in essere esclusivamente nell'ambito dell'espletamento dei compiti istituzionali di cui sono titolari;

2) imprese pubbliche e imprese private di cui all'articolo 1, comma 2-*quater*, per fini commerciali o per fini non commerciali, diversi da quelli relativi alla fornitura dei servizi di interesse generale per i quali i documenti sono stati prodotti, fatta eccezione per lo scambio di documenti tra imprese pubbliche e pubbliche amministrazioni o organismi di diritto pubblico posto in essere esclusivamente nell'ambito dell'espletamento dei compiti istituzionali delle pubbliche amministrazioni;»;

i) dopo la lettera *f)* è inserita la seguente:

«f-*bis*) interfaccia tra programmi applicativi (API): insieme di funzioni, procedure, operazioni disponibili al programmatore, di solito raggruppate a formare un insieme di strumenti specifici per l'espletamento di un determinato compito;»;

l) alla lettera *g)* le parole «dal decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196» sono sostituite dalle seguenti: «dall'articolo 4, numero 1, del regolamento UE 2016/679»;

m) alla lettera *h)* le parole da «redatto» a «pubblico» sono sostituite dalle seguenti: «ove possibile redatto in forma elettronica, compatibile con le licenze pubbliche standardizzate disponibili online, nel quale sono definite le modalità di riutilizzo in formato digitale dei documenti»;

n) dopo la lettera *i)* sono aggiunte le seguenti: «i-*bis*) utile ragionevole sugli investimenti: una percentuale della tariffa complessiva, in aggiunta a quella necessaria per recuperare i costi ammissibili, non superiore a cinque punti percentuali oltre il tasso di interesse fisso della BCE;

i-*ter*) terzo: qualsiasi persona fisica o giuridica diversa dalle pubbliche amministrazioni e dagli organismi di diritto pubblico o dalle imprese pubbliche che detengono i dati.».

4. All'articolo 3 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, l'alinea, è sostituito dalla seguente: «Il presente decreto non si applica ai seguenti documenti:»;

b) dopo la lettera *a)* è inserita la seguente:

«a-*bis*) quelli nella disponibilità di imprese pubbliche:

1) prodotti al di fuori dell'ambito della prestazione di servizi di interesse generale;

2) connessi ad attività direttamente esposte alla concorrenza e non soggette alle norme in materia di appalti;»;

c) alla lettera *c)* le parole da «e di ricerca» a «universitarie» sono sostituite dalle seguenti: «secondaria e inferiore e, nel caso di tutti gli altri istituti di istruzione, ai documenti diversi da quelli di cui all'articolo 1, comma 2-*bis*, del presente decreto »;

d) alla lettera *d)* dopo la parola «biblioteche» sono inserite le seguenti: «,comprese quelle universitarie»;

e) alla lettera *e)*, le parole «agli articoli 3, 4, 5 e 6 della legge 24 ottobre 1977, n. 801» sono sostituite dalle seguenti: «alla legge 3 agosto 2007, n. 124»;

f) alla lettera *g)*, dopo le parole «n. 241,» sono inserite le seguenti: «nonché ai sensi dell'articolo 5-*bis* del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33,»;

g) la lettera h-*quater*) è sostituita dalla seguente:

«h-*quater*) quelli il cui accesso, ai sensi delle previsioni del regolamento UE 2016/679 e del decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 nonché del decreto legislativo 18 maggio 2018, n. 51, è escluso o limitato, ovvero risulti pregiudizievole per la tutela della vita privata e dell'integrità degli individui, nonché alle parti di documenti accessibili che contengono dati personali il cui riutilizzo è stato definito per legge incompatibile con le previsioni delle suddette disposizioni normative;»;

h) dopo la lettera h-*quater*) sono inserite le seguenti:

«h-*quinquies*) quelli il cui accesso è escluso o limitato per motivi di protezione delle informazioni sensibili relative alle infrastrutture critiche definite all'articolo 2 del decreto legislativo 11 aprile 2011, n. 61;

h-*sexies*) documenti diversi da quelli di cui all'articolo 2, comma 1, lettera c-*septies*), nella disponibilità di organizzazioni che svolgono attività di ricerca e di organizzazioni che finanziano la ricerca, comprese le organizzazioni preposte al trasferimento dei risultati della ricerca.»;

i) dopo il comma 1 è inserito il seguente:

«1-*bis*. Le pubbliche amministrazioni e gli organismi di diritto pubblico non possono esercitare il diritto di cui all'articolo 64-*quinquies* della legge 22 aprile 1941, n. 633 per impedire il riutilizzo di documenti o di limitare il riutilizzo, salvo i limiti stabiliti dal presente decreto.».

5. All'articolo 4, comma 1, la lettera *b)* è sostituita dalla seguente: "*b)* la disciplina sulla protezione del diritto d'autore di cui alla legge 22 aprile 1941, n. 633. Gli obblighi previsti dal presente decreto legislativo si applicano compatibilmente con le disposizioni degli accordi internazionali sulla protezione dei diritti di proprietà intellettuale e, in particolare, della Convenzione di Berna per la protezione delle opere letterarie ed artistiche del 1886, ratificata ai sensi della legge 20 giugno 1978, n. 399, dell'Accordo TRIPS sugli aspetti dei diritti di proprietà intellettuale attinenti al commercio del 1994, ratificato e reso esecutivo ai sensi della legge 29 dicembre 1994, n. 747, e del Trattato sul diritto d'autore (WCT), adottato a Ginevra il 20 dicembre 1996 ed entrato in vigore per tutti gli Stati membri dell'Unione Europea il 14 marzo 2010;».

6. L'articolo 5 è sostituito dal seguente:

«Art. 5 *(Richiesta di riutilizzo di documenti)*. — 1. Le pubbliche amministrazioni e gli organismi di diritto pubblico esaminano le richieste e rendono disponibili i documenti, con le modalità di cui al comma 2, entro il termine di trenta giorni dalla richiesta, prorogabile di ulteriori venti giorni nel caso in cui le richieste siano numerose o complesse. Di tale proroga è data comunicazione al richiedente entro ventuno giorni dalla richiesta.

2. In caso di decisione positiva, i documenti sono resi disponibili, ove possibile, in forma elettronica e, se necessario, attraverso una licenza.

3. I provvedimenti di diniego sono motivati sulla base delle disposizioni del presente decreto.

4. Nel caso in cui il riutilizzo è negato ai sensi dell'articolo 3, comma 1, lettera *h)*, per la parte relativa ai diritti di proprietà intellettuale, le pubbliche amministrazioni o gli organismi di diritto pubblico indicano la persona fisica o giuridica titolare del diritto, se è nota, oppure il licenziante dal quale il titolare del dato stesso ha ottenuto il materiale. Le biblioteche, comprese quelle universitarie, i musei e gli archivi non sono tenuti a fornire la suddetta indicazione.

5. In caso di diniego, il richiedente può esperire i mezzi di tutela previsti dall'articolo 25, commi 4 e 5, della legge 7 agosto 1990, n. 241. Degli stessi è data comunicazione al richiedente con il provvedimento di diniego.

6. Le imprese pubbliche, gli istituti di istruzione, le organizzazioni che svolgono attività di ricerca, le organizzazioni che finanziano la ricerca e gli organismi di cui agli articoli 4, 6 e 7 della legge 3 agosto 2007, n. 124, definiscono i termini e le modalità di riutilizzo dei dati secondo i rispettivi ordinamenti.».

7. L'articolo 6 è sostituito dal seguente:

«Art. 6 *(Formati disponibili)*. — 1. Le pubbliche amministrazioni, gli organismi di diritto pubblico e le imprese pubbliche mettono a disposizione i propri documenti, ove possibile insieme ai rispettivi metadati, secondo le modalità e i formati previsti dall'articolo 2, lettere c-*bis*) e c-*ter*), nel rispetto delle regole tecniche di cui all'articolo 12.

2. Le pubbliche amministrazioni e gli organismi di diritto pubblico non hanno l'obbligo di adeguare i documenti o di crearne nuovi per soddisfare la richiesta, né l'obbligo di fornire estratti di documenti se ciò comporta

difficoltà sproporzionate, che implicano attività eccedenti la semplice manipolazione. Le pubbliche amministrazioni e gli organismi di diritto pubblico provvedono ai sensi del periodo precedente con provvedimento motivato.

3. Le pubbliche amministrazioni e gli organismi di diritto pubblico non hanno l'obbligo di continuare a produrre e a conservare in uno specifico formato i documenti per permetterne il riutilizzo.

4. Le pubbliche amministrazioni, gli organismi di diritto pubblico e le imprese pubbliche producono e rendono disponibili i documenti che rientrano nell'ambito di applicazione del presente decreto legislativo secondo il principio dell'apertura fin dalla progettazione e per impostazione predefinita.

5. Fermo quanto previsto dal comma 2, le pubbliche amministrazioni e gli organismi di diritto pubblico rendono disponibili i dati dinamici per il riutilizzo immediatamente dopo la raccolta tramite API adeguate e, ove possibile, come download in blocco.

6. Nei casi in cui l'espletamento dell'attività di cui al comma precedente ecceda le capacità finanziarie e tecniche delle pubbliche amministrazioni e degli organismi di diritto pubblico, imponendo uno sforzo sproporzionato, i dati dinamici sono resi disponibili per il riutilizzo entro un termine e con temporanee restrizioni tecniche, da definirsi con apposito provvedimento dei titolari dei suddetti dati, tali da non pregiudicare indebitamente lo sfruttamento del loro potenziale economico e sociale.

7. I commi precedenti si applicano anche ai documenti delle imprese pubbliche e delle imprese private di cui all'articolo 1, comma 2-*quater*, resi disponibili per il riutilizzo.

8. Le serie di dati di elevato valore, di cui all'articolo 12-*bis* sono messe a disposizione per il riutilizzo in formato leggibile meccanicamente, tramite opportune API e, ove possibile, come download in blocco.

9. Nel caso in cui l'espletamento dell'attività del comma 8 coinvolga dati territoriali e del monitoraggio ambientale, necessari per gli scopi delle politiche ambientali e delle politiche o delle attività che possono avere ripercussioni sull'ambiente si applicano le regole tecniche definite dalla Direttiva 2007/2/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 14 marzo 2007.».

8. All'articolo 7 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, le parole da «oppure,» fino a «divulgazione» sono sostituite dalle seguenti: «, fatta salva la possibilità di recuperare i costi marginali sostenuti per la riproduzione, messa a disposizione e divulgazione dei documenti, nonché per l'anonimizzazione di dati personali o per le misure adottate per proteggere le informazioni commerciali a carattere riservato »;

b) il comma 2 è abrogato;

c) al comma 3, l'alinea è sostituito dalla seguente: «Il comma 1 non trova applicazione per:»;

d) al comma 3, alle lettere *a)* e *b)*, la parola «alle» è sostituita dalla seguente: «le» e, alla lettera *b)*, la parola «agli» è sostituita dalla seguente: «gli»;

e) al comma 3, la lettera *c)* è sostituita dalla seguente: «*c)* le imprese pubbliche.»;

f) dopo il comma 3 sono inseriti i seguenti:

«3-*bis*. Nelle ipotesi in cui i soggetti individuati nel precedente comma 3, lettera *a)*, richiedano il pagamento di un corrispettivo, il totale delle entrate provenienti dalla fornitura e dall'autorizzazione al riutilizzo dei documenti in un esercizio contabile non può superare i costi marginali del servizio reso, comprendenti i costi di raccolta, produzione, riproduzione, diffusione, archiviazione dei dati, conservazione e gestione dei diritti e, ove applicabile, di anonimizzazione dei dati personali e delle misure adottate per proteggere le informazioni commerciali a carattere riservato, maggiorati di un utile ragionevole sugli investimenti.

3-*ter*. L'elenco delle pubbliche amministrazioni e degli organismi di diritto pubblico di cui al precedente comma 3, lettera *b)*, è definito e aggiornato periodicamente, con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze ed è pubblicato sui rispettivi siti istituzionali.»;

g) il comma 4 è sostituito dal seguente:

«4. Per i casi di cui al comma 3, lettere *b)* e *c)*, l'importo totale delle tariffe è calcolato in base a parametri oggettivi, trasparenti e verificabili ed è determinato secondo il criterio del costo marginale del servizio con decreti dei Ministri competenti, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze sentita l'Agenzia per l'Italia digitale, sono fatte salve le disposizioni di cui agli articoli 1, commi 370, 371 e 372, della legge 30 dicembre 2004, n. 311 e 5, comma 4-*bis*, del decreto-legge 13 maggio 2011, n. 70, convertito, con modificazioni, dalla legge 12 luglio 2011, n. 106.»;

h) dopo il comma 4 è inserito il seguente:

«4-*bis*. Nei casi di cui al comma 3, lettere *b)* e *c)*, il totale delle entrate ricavate, per ciascuna amministrazione o organismo di diritto pubblico, dalla fornitura e dall'autorizzazione al riutilizzo dei documenti in un esercizio contabile non deve superare i costi, maggiorati di un utile ragionevole sugli investimenti, relativi alla raccolta, produzione, riproduzione, diffusione e archiviazione dei dati e, ove applicabile, di anonimizzazione dei dati personali e delle misure adottate per proteggere le informazioni commerciali a carattere riservato.»;

i) i commi 5, 6 e 7 sono abrogati;

l) al comma 8 le parole «4, 5 e 6» sono sostituite dalla seguente «precedenti»;

m) al comma 9, le parole «ai commi 4 e 5» sono sostituite dalle seguenti: «ai commi 4 e 4-*bis*»;

n) dopo il comma 9 sono aggiunti i seguenti:

«9-*bis*. Il riutilizzo è comunque gratuito:

a) per le serie di dati di elevato valore secondo quanto previsto dall'articolo 12-*bis*, comma 1, lettera *a)*;

b) per i dati della ricerca di cui all'articolo 9-*bis*.

9-*ter*. Qualora siano applicate tariffe per il riutilizzo di documenti, le pubbliche amministrazioni, gli organismi di diritto pubblico e le imprese pubbliche competenti definiscono in anticipo e rendono disponibili sui propri siti istituzionali, dandone comunicazione all'Agenzia per l'Italia Digitale, le condizioni applicabili e l'effettivo am-

montare delle tariffe, compresa la base di calcolo utilizzata per tali tariffe e gli elementi presi in considerazione nel calcolo di tali tariffe.».

9. L'articolo 8 è sostituito dal seguente:

«Art. 8 (*Contenuti delle licenze standard per il riutilizzo)*. — 1. Le pubbliche amministrazioni, gli organismi di diritto pubblico e le imprese pubbliche nonchè le imprese private di cui all'articolo 1, comma 2-*quater*, adottano licenze standard, disponibili in formato digitale, per il riutilizzo dei propri documenti.

2. Il riutilizzo di documenti non è soggetto a condizioni, salvo che tali condizioni non siano obiettive, proporzionate, non discriminatorie e siano giustificate da un pubblico interesse.

3. Se una pubblica amministrazione o un organismo di diritto pubblico riutilizza documenti per attività commerciali che esulano dall'ambito dei suoi compiti di servizio pubblico, la messa a disposizione dei documenti in questione per tali attività è soggetta alle stesse condizioni e alle medesime tariffe applicate agli altri riutilizzatori.

4. Le condizioni poste per il riutilizzo di documenti non comportano discriminazioni per categorie analoghe di riutilizzo, compreso il riutilizzo transfrontaliero, né possono costituire ostacolo alla concorrenza.».

10. L'articolo 9 è sostituito dal seguente:

«Art. 9 *(Strumenti di ricerca di documenti disponibili)*. — 1. Le pubbliche amministrazioni, gli organismi di diritto pubblico, le imprese pubbliche e le imprese private di cui all'articolo 1, comma 2-*quater*, cui si applica il presente decreto, anche alla luce della strategia nazionale in materia di dati, pubblicano e aggiornano annualmente sui propri siti istituzionali gli elenchi delle categorie di dati detenuti ai fini del riutilizzo. Individuano, inoltre, le modalità per facilitare la ricerca, anche interlinguistica, dei documenti disponibili per il riutilizzo, insieme ai rispettivi metadati, ove possibile accessibili on-line e in formati leggibili meccanicamente.

2. Per la ricerca di dati in formato aperto, le pubbliche amministrazioni, gli organismi di diritto pubblico, le imprese pubbliche e le imprese private di cui all'articolo 1, comma 2-*quater*, utilizzano il catalogo nazionale dei dati aperti gestito dall'Agenzia per l'Italia digitale, come punto di accesso unico alle serie di dati, ad eccezione dei set di dati territoriali che sono disponibili anche nel Repertorio Nazionale dei dati Territoriali.

3. Le pubbliche amministrazioni e gli organismi di diritto pubblico utilizzano le modalità per facilitare la conservazione dei documenti disponibili per il riutilizzo secondo quanto previsto dall'articolo 44 del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82.».

11. Dopo l'articolo 9 è inserito il seguente:

«Art. 9-*bis (Dati della ricerca)*. — 1. I dati della ricerca sono riutilizzabili a fini commerciali o non commerciali conformemente a quanto previsto dal presente decreto legislativo, nel rispetto della disciplina sulla protezione dei dati personali, ove applicabile, degli interessi commerciali, nonché della normativa in materia di diritti di proprietà intellettuale ai sensi della legge 22 aprile 1941, n. 633, e dei diritti di proprietà industriale ai sensi del decreto legislativo 10 febbraio 2005, n. 30.

2. La previsione del comma 1 si applica nelle ipotesi in cui i dati siano il risultato di attività di ricerca finanziata con fondi pubblici e quando gli stessi dati siano resi pubblici, anche attraverso l'archiviazione in una banca dati pubblica, da ricercatori, organizzazioni che svolgono attività di ricerca e organizzazioni che finanziano la ricerca, tramite una banca dati gestita a livello istituzionale o su base tematica.

3. I dati della ricerca di cui ai commi precedenti rispettano i requisiti di reperibilità, accessibilità, interoperabilità e riutilizzabilità.».

12. L'articolo 10 è abrogato.

13. L'articolo 11 è sostituito dal seguente:

«Art. 11 *(Accordi di esclusiva)*.— 1. I documenti delle pubbliche amministrazioni, degli organismi di diritto pubblico, delle imprese pubbliche e delle imprese private di cui all'articolo 1, comma 2-*quater*, possono essere riutilizzati da tutti gli operatori interessati alle condizioni previste dal presente decreto, anche qualora uno o più soggetti stiano già procedendo allo sfruttamento di prodotti a valore aggiunto basati su tali documenti. I contratti o gli altri accordi tra i terzi e le pubbliche amministrazioni, gli organismi di diritto pubblico e le imprese pubbliche in possesso dei documenti non stabiliscono diritti esclusivi.

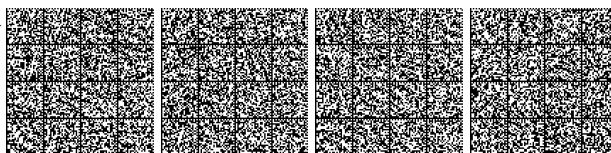
2. Se per l'erogazione di un servizio d'interesse pubblico è necessario un diritto esclusivo, la fondatezza del motivo per l'attribuzione di tale diritto esclusivo è soggetta a valutazione periodica con cadenza almeno triennale. Gli accordi di esclusiva sono resi pubblici sul sito istituzionale almeno due mesi prima che abbiano effetto. I termini di tali accordi sono trasparenti e sono resi pubblici sul sito istituzionale. Il presente comma non si applica alla digitalizzazione di risorse culturali.

3. In deroga al comma 1, se il diritto esclusivo riguarda la digitalizzazione di risorse culturali, il periodo di esclusiva non eccede di norma i sette anni. Nel caso in cui tale periodo ecceda i sette anni, la sua durata è soggetta a riesame nel corso dell'ottavo anno e, se del caso, successivamente ogni cinque anni. Gli accordi che concedono diritti di esclusiva sono trasparenti e sono resi pubblici online, fatto salvo il diritto delle pubbliche amministrazioni e degli organismi di diritto pubblico interessati di ricevere, a titolo gratuito, una copia delle risorse culturali digitalizzate come parte di tale accordo. Tale copia è resa disponibile per il riutilizzo al termine del periodo di esclusiva.

4. Le disposizioni che, pur non concedendo espressamente un diritto esclusivo, limitano la disponibilità di riutilizzo di documenti da parte di soggetti diversi dal terzo che partecipa all'accordo, sono rese pubbliche on-line almeno due mesi prima che le stesse abbiano efficacia. L'effetto di tali disposizioni è soggetto a valutazione periodica con cadenza almeno triennale. I termini definitivi degli accordi sono trasparenti e resi pubblici on-line.

5. I diritti di esclusiva esistenti al 17 luglio 2013 non conformi alle condizioni previste per beneficiare delle deroghe di cui ai commi 2 e 3 e che sono stati conclusi da pubbliche amministrazioni o da organismi di diritto pubblico cessano alla scadenza del contratto e comunque il 18 luglio 2043, ove la scadenza del contratto sia successiva a tale data.

6. I diritti di esclusiva esistenti al 16 luglio 2019, non conformi alle condizioni previste per beneficiare delle deroghe di cui ai commi 2 e 3, conclusi da imprese pub-

bliche, cessano alla scadenza del contratto e comunque il 17 luglio 2049, ove la scadenza del contratto sia successiva a tale data.».

14. L'articolo 12 è sostituito dal seguente:

«Art. 12 (*Regole tecniche).* — 1. L'Agenzia per l'Italia digitale adotta entro 180 giorni le Linee guida contenenti le regole tecniche per l'attuazione del presente decreto con le modalità previste dall'articolo 71, del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82. In caso di violazione delle disposizioni introdotte dalle Linee guida, il soggetto interessato può rivolgersi al difensore civico per il digitale di cui all'articolo 17, comma 1-*quater*, del Codice dell'amministrazione digitale e si applicano le sanzioni previste dall'articolo 18-*bis*, comma 5, dello stesso Codice.».

15. Dopo l'articolo 12 è inserito il seguente:

«Art. 12-*bis (Serie specifiche di dati di elevato valore)*. — 1. Alle specifiche serie di dati di elevato valore individuate dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 14, paragrafo 1, della direttiva UE n. 1024/2019 all'interno delle categorie previste dall'articolo 13 e dall'allegato I della medesima direttiva, si applicano le seguenti disposizioni:

a) sono rese disponibili gratuitamente, salvo che:

1) gli atti di esecuzione di cui all'articolo 14, paragrafo 1, della direttiva non prevedano per specifiche serie di dati in possesso delle imprese pubbliche l'esenzione dall'obbligo di messa a disposizione gratuita, secondo quanto previsto dall'articolo 14, paragrafo 3, della direttiva;

2) siano detenuti da biblioteche, comprese quelle universitarie, da musei o da archivi;

3) siano detenuti da amministrazioni pubbliche o organismi di diritto pubblico che devono generare utili per coprire una parte sostanziale dei costi inerenti allo svolgimento dei propri compiti istituzionali e la messa a disposizione gratuita di tali dati avrebbe un impatto sostanziale sul bilancio dei suddetti enti. In tal caso i suddetti enti possono applicare le tariffe previste dall'articolo 7 per un periodo di due anni dalla data di entrata in vigore dell'atto di esecuzione adottato dalla Commissione ai sensi dell'articolo 14, paragrafo 1, della direttiva;

b) sono rese leggibili meccanicamente;

c) sono fornite mediante API;

d) sono fornite come download in blocco, se del caso.

2. L'Istituto Geografico Militare, al fine di garantire la qualità dei dati di cui al precedente comma 1, lettera *a)*, in ambito nazionale raccoglie, produce, aggiorna, riproduce e diffonde nel settore geografico i dati geospaziali. La cessione dei documenti di interesse nazionale all'Istituto da parte degli altri organismi di diritto pubblico è finalizzata all'adempimento dei compiti istituzionali e alla produzione dei documenti cartografici dello Stato dichiarati ufficiali dallo stesso Istituto. Le società private che riusano i dati geospaziali resi disponibili dall'Istituto devono fornire copia dei documenti derivati che su richiesta, previa verifica, possono essere dichiarati conformi ai requisiti tecnici di qualità o alle specifiche adottate dall'Istituto. I rilevamenti eseguiti, per qualsiasi scopo, sul territorio nazionale da organismi di diritto pubblico o privati, devono essere comunicati all'Istituto ai fini di un eventuale aggiornamento dei documenti cartografici dello Stato.».

Art. 2.

Disposizioni finali

1. L'articolo 3 del decreto legislativo 18 maggio 2015, n. 102 è abrogato.

Art. 3.

Clausola di invarianza finanziaria

1. L'articolo 13 del decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36, è sostituito dal seguente:

«Art. 13 *(Clausola di invarianza finanziaria).* — 1. Dall'attuazione del presente decreto non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Le amministrazioni interessate provvedono alle attività previste dal medesimo decreto mediante l'utilizzo delle risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.».

Il presente decreto, munito del sigillo dello Stato, sarà inserito nella Raccolta ufficiale degli atti normativi della Repubblica italiana. È fatto obbligo a chiunque spetti di osservarlo e di farlo osservare.

Dato a Roma, addì 8 novembre 2021

MATTARELLA

DRAGHI, *Presidente del Consiglio dei ministri*

COLAO, *Ministro per l'innovazione tecnologica e la transizione digitale*

BRUNETTA, *Ministro per la pubblica amministrazione*

DI MAIO, *Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale*

CARTABIA, *Ministro della giustizia*

FRANCO, *Ministro dell'economia e delle finanze*

MESSA, *Ministro dell'università e della ricerca*

Visto, *il Guardasigilli:* CARTABIA

NOTE

AVVERTENZA:

Il testo delle note qui pubblicato è stato redatto dall'amministrazione competente per materia ai sensi dell'articolo 10, commi 2 e 3 del testo unico delle disposizioni sulla promulgazione delle leggi, sull'emanazione dei decreti del Presidente della Repubblica e sulle pubblicazioni ufficiali della Repubblica italiana, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 1985, n. 1092, al solo fine di facilitare la lettura delle disposizioni di legge modificate o alle quali è operato il rinvio. Restano invariati il valore e l'efficacia degli atti legislativi qui trascritti.

Per gli atti dell'Unione europea vengono forniti gli estremi di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea (GUUE).

Note alle premesse:

Si riporta il testo dell'art. 76 Cost.:

«Art. 76. L'esercizio della funzione legislativa non può essere delegato al Governo se non con determinazione di principi e criteri direttivi e soltanto per tempo limitato e per oggetti definiti.»

L'art. 87 della Costituzione conferisce, tra l'altro, al Presidente della Repubblica il potere di promulgare le leggi ed emanare i decreti aventi valore di legge e i regolamenti.

Si riporta il testo dell'art. 117 Cost:

«Art. 117. La potestà legislativa è esercitata dallo Stato e dalle Regioni nel rispetto della Costituzione, nonché dei vincoli derivanti dall'ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali.

Lo Stato ha legislazione esclusiva nelle seguenti materie:

a) politica estera e rapporti internazionali dello Stato; rapporti dello Stato con l'Unione europea; diritto di asilo e condizione giuridica dei cittadini di Stati non appartenenti all'Unione europea;

b) immigrazione;

c) rapporti tra la Repubblica e le confessioni religiose;

d) difesa e Forze armate; sicurezza dello Stato; armi, munizioni ed esplosivi;

e) moneta, tutela del risparmio e mercati finanziari; tutela della concorrenza; sistema valutario; sistema tributario e contabile dello Stato; armonizzazione dei bilanci pubblici; perequazione delle risorse finanziarie;

f) organi dello Stato e relative leggi elettorali; *referendum* statali; elezione del Parlamento europeo;

g) ordinamento e organizzazione amministrativa dello Stato e degli enti pubblici nazionali;

h) ordine pubblico e sicurezza, ad esclusione della polizia amministrativa locale;

i) cittadinanza, stato civile e anagrafi;

l) giurisdizione e norme processuali; ordinamento civile e penale; giustizia amministrativa;

m) determinazione dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali che devono essere garantiti su tutto il territorio nazionale;

n) norme generali sull'istruzione;

o) previdenza sociale;

p) legislazione elettorale, organi di governo e funzioni fondamentali di Comuni, Province e Città metropolitane;

q) dogane, protezione dei confini nazionali e profilassi internazionale;

r) pesi, misure e determinazione del tempo; coordinamento informativo statistico e informatico dei dati dell'amministrazione statale, regionale e locale; opere dell'ingegno;

s) tutela dell'ambiente, dell'ecosistema e dei beni culturali.

Sono materie di legislazione concorrente quelle relative a: rapporti internazionali e con l'Unione europea delle Regioni; commercio con l'estero; tutela e sicurezza del lavoro; istruzione, salva l'autonomia delle istituzioni scolastiche e con esclusione della istruzione e della formazione professionale; professioni; ricerca scientifica e tecnologica e sostegno all'innovazione per i settori produttivi; tutela della salute; alimentazione; ordinamento sportivo; protezione civile; governo del territorio; porti e aeroporti civili; grandi reti di trasporto e di navigazione; ordinamento della comunicazione; produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia; previdenza complementare e integrativa; coordinamento della finanza pubblica e del sistema tributario; valorizzazione dei beni culturali e ambientali e promozione e organizzazione di attività culturali; casse di risparmio, casse rurali, aziende di credito a carattere regionale; enti di credito fondiario e agrario a carattere regionale. Nelle materie di legislazione concorrente spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei princìpi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato.

Spetta alle Regioni la potestà legislativa in riferimento ad ogni materia non espressamente riservata alla legislazione dello Stato.

Le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano, nelle materie di loro competenza, partecipano alle decisioni dirette alla formazione degli atti normativi comunitari e provvedono all'attuazione e all'esecuzione degli accordi internazionali e degli atti dell'Unione europea, nel rispetto delle norme di procedura stabilite da legge dello Stato, che disciplina le modalità di esercizio del potere sostitutivo in caso di inadempienza.

La potestà regolamentare spetta allo Stato nelle materie di legislazione esclusiva, salva delega alle Regioni. La potestà regolamentare spetta alle Regioni in ogni altra materia. I Comuni, le Province e le Città metropolitane hanno potestà regolamentare in ordine alla disciplina dell'organizzazione e dello svolgimento delle funzioni loro attribuite.

Le leggi regionali rimuovono ogni ostacolo che impedisce la piena parità degli uomini e delle donne nella vita sociale, culturale ed economica e promuovono la parità di accesso tra donne e uomini alle cariche elettive.

La legge regionale ratifica le intese della Regione con altre Regioni per il migliore esercizio delle proprie funzioni, anche con individuazione di organi comuni.

Nelle materie di sua competenza la Regione può concludere accordi con Stati e intese con enti territoriali interni ad altro Stato, nei casi e con le forme disciplinati da leggi dello Stato.".

Il testo dell'articolo 1 e dell'allegato A della legge 22 aprile 2021, n. 53 (Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019-2020), pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 23 aprile 2021, n. 97, così recita:

«Art. 1.*(Delega al Governo per il recepimento delle direttive e l'attuazione degli altri atti dell'Unione europea).*— 1. Il Governo è delegato ad adottare, secondo i termini, le procedure, i princìpi e i criteri direttivi di cui agli articoli 31 e 32 della legge 24 dicembre 2012, n. 234, nonché secondo quelli specifici dettati dalla presente legge e tenendo conto delle eccezionali conseguenze economiche e sociali derivanti dalla pandemia di COVID-19, i decreti legislativi per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione degli altri atti dell'Unione europea di cui agli articoli da 3 a 29 e all'allegato A.

2. Gli schemi dei decreti legislativi di cui al comma 1 sono trasmessi, dopo l'acquisizione degli altri pareri previsti dalla legge, alla Camera dei deputati e al Senato della Repubblica affinché su di essi sia espresso il parere dei competenti organi parlamentari.

3. Eventuali spese non contemplate da leggi vigenti e che non riguardano l'attività ordinaria delle amministrazioni statali o regionali possono essere previste nei decreti legislativi di cui al comma 1, nei soli limiti occorrenti per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'esercizio delle deleghe di cui allo stesso comma 1. Alla relativa copertura, nonché alla copertura delle minori entrate eventualmente derivanti dall'attuazione delle deleghe, laddove non sia possibile farvi fronte con i fondi già assegnati alle competenti amministrazioni, si provvede mediante riduzione del fondo per il recepimento della normativa europea di cui all'articolo 41-*bis* della citata legge n. 234 del 2012. Qualora la dotazione del predetto fondo si rivelasse insufficiente, i decreti legislativi dai quali derivino nuovi o maggiori oneri sono emanati solo successivamente all'entrata in vigore dei provvedimenti legislativi che stanziano le occorrenti risorse finanziarie, in conformità all'articolo 17, comma 2, della legge 31 dicembre 2009, n. 196."

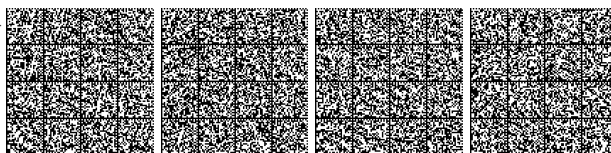
«Allegato A

(articolo 1, comma 1)

1) direttiva (UE) 2016/343 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 marzo 2016, sul rafforzamento di alcuni aspetti della presunzione di innocenza e del diritto di presenziare al processo nei procedimenti penali (termine di recepimento: 1° aprile 2018);

2) direttiva (UE) 2018/1673 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2018, sulla lotta al riciclaggio mediante il diritto penale (termine di recepimento: 3 dicembre 2020);

3) direttiva (UE) 2018/1808 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 novembre 2018, recante modifica della direttiva 2010/13/UE, relativa al coordinamento di determinate disposizioni legislative, regolamentari e amministrative degli Stati membri concernenti la fornitura di servizi di media audiovisivi (direttiva sui servizi di media audiovisivi), in considerazione dell'evoluzione delle realtà del mercato (termine di recepimento: 19 settembre 2020);

4) direttiva (UE) 2018/1910 del Consiglio, del 4 dicembre 2018, che modifica la direttiva 2006/112/CE per quanto concerne l'armonizzazione e la semplificazione di determinate norme nel sistema d'imposta sul valore aggiunto di imposizione degli scambi tra Stati membri (termine di recepimento: 31 dicembre 2019);

5) direttiva (UE) 2018/1972 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, che istituisce il codice europeo delle comunicazioni elettroniche (rifusione) (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 21 dicembre 2020);

6) direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione) (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 30 giugno 2021);

7) direttiva (UE) 2019/1 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, che conferisce alle autorità garanti della concorrenza degli Stati membri poteri di applicazione più efficace e che assicura il corretto funzionamento del mercato interno (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 4 febbraio 2021);

8) direttiva (UE) 2019/520 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 marzo 2019, concernente l'interoperabilità dei sistemi di telepedaggio stradale e intesa ad agevolare lo scambio transfrontaliero di informazioni sul mancato pagamento dei pedaggi stradali nell'Unione (rifusione) (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 19 ottobre 2021);

9) direttiva (UE) 2019/633 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019, in materia di pratiche commerciali sleali nei rapporti tra imprese nella filiera agricola e alimentare (termine di recepimento: 1° maggio 2021);

10) direttiva (UE) 2019/713 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019, relativa alla lotta contro le frodi e le falsificazioni di mezzi di pagamento diversi dai contanti e che sostituisce la decisione quadro 2001/413/GAI del Consiglio (termine di recepimento: 31 maggio 2021);

11) direttiva (UE) 2019/770 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 maggio 2019, relativa a determinati aspetti dei contratti di fornitura di contenuto digitale e di servizi digitali (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 1° luglio 2021);

12) direttiva (UE) 2019/771 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 maggio 2019, relativa a determinati aspetti dei contratti di vendita di beni, che modifica il regolamento (UE) 2017/2394 e la direttiva 2009/22/CE, e che abroga la direttiva 1999/44/CE (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 1° luglio 2021);

13) direttiva (UE) 2019/789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019, che stabilisce norme relative all'esercizio del diritto d'autore e dei diritti connessi applicabili a talune trasmissioni online degli organismi di diffusione radiotelevisiva e ritrasmissioni di programmi televisivi e radiofonici e che modifica la direttiva 93/83/CEE del Consiglio (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 7 giugno 2021);

14) direttiva (UE) 2019/790 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019, sul diritto d'autore e sui diritti connessi nel mercato unico digitale e che modifica le direttive 96/9/CE e 2001/29/CE (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 7 giugno 2021);

15) direttiva (UE) 2019/878 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 maggio 2019, che modifica la direttiva 2013/36/UE per quanto riguarda le entità esentate, le società di partecipazione finanziaria, le società di partecipazione finanziaria mista, la remunerazione, le misure e i poteri di vigilanza e le misure di conservazione del capitale (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 28 dicembre 2020);

16) direttiva (UE) 2019/879 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 maggio 2019, che modifica la direttiva 2014/59/UE per quanto riguarda la capacità di assorbimento di perdite e di ricapitalizzazione degli enti creditizi e delle imprese di investimento e la direttiva 98/26/CE (termine di recepimento: 28 dicembre 2020);

17) direttiva (UE) 2019/882 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019, sui requisiti di accessibilità dei prodotti e dei servizi (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 28 giugno 2022);

18) direttiva (UE) 2019/883 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019, relativa agli impianti portuali di raccolta per il conferimento dei rifiuti delle navi, che modifica la direttiva 2010/65/UE e abroga la direttiva 2000/59/CE (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 28 giugno 2021);

19) direttiva (UE) 2019/884 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019, che modifica la decisione quadro 2009/315/GAI del Consiglio per quanto riguarda lo scambio di informazioni sui cittadini di paesi terzi e il sistema europeo di informazione sui casellari giudiziali (ECRIS), e che sostituisce la decisione 2009/316/GAI del Consiglio(termine di recepimento: 28 giugno 2022);

20) direttiva (UE) 2019/904 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sulla riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica sull'ambiente (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 3 luglio 2021);

21) direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione) (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termini di recepimento: 25 ottobre 2020 per l'articolo 70, punto 4), e 31 dicembre 2020 per il resto della direttiva);

22) direttiva (UE) 2019/1023 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, riguardante i quadri di ristrutturazione preventiva, l'esdebitazione e le interdizioni, e le misure volte ad aumentare l'efficacia delle procedure di ristrutturazione, insolvenza ed esdebitazione, e che modifica la direttiva (UE) 2017/1132 (direttiva sulla ristrutturazione e sull'insolvenza) (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 17 luglio 2021);

23) direttiva (UE) 2019/1024 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, relativa all'apertura dei dati e al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico (rifusione) (termine di recepimento: 17 luglio 2021);

24) direttiva (UE) 2019/1151 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, recante modifica della direttiva (UE) 2017/1132 per quanto concerne l'uso di strumenti e processi digitali nel diritto societario (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 1° agosto 2021);

25) direttiva (UE) 2019/1152 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, relativa a condizioni di lavoro trasparenti e prevedibili nell'Unione europea (termine di recepimento: 1° agosto 2022);

26) direttiva (UE) 2019/1153 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, che reca disposizioni per agevolare l'uso di informazioni finanziarie e di altro tipo a fini di prevenzione, accertamento, indagine o perseguimento di determinati reati, e che abroga la decisione 2000/642/GAI del Consiglio(termine di recepimento: 1° agosto 2021);

27) direttiva (UE) 2019/1158 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, relativa all'equilibrio tra attività professionale e vita familiare per i genitori e i prestatori di assistenza e che abroga la direttiva 2010/18/UE del Consiglio (termine di recepimento: 2 agosto 2022);

28) direttiva (UE) 2019/1159 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, recante modifica della direttiva 2008/106/CE concernente i requisiti minimi di formazione per la gente di mare e che abroga la direttiva 2005/45/CE riguardante il reciproco riconoscimento dei certificati rilasciati dagli Stati membri alla gente di mare (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 2 agosto 2021);

29) direttiva (UE) 2019/1160 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, che modifica le direttive 2009/65/CE e 2011/61/UE per quanto riguarda la distribuzione transfrontaliera degli organismi di investimento collettivo (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 2 agosto 2021);

30) direttiva (UE) 2019/1161 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, che modifica la direttiva 2009/33/CE relativa alla promozione di veicoli puliti e a basso consumo energetico nel trasporto su strada (Testo rilevante ai fini del *SEE)* (termine di recepimento: 2 agosto 2021);

31) direttiva (UE) 2019/1936 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2019, che modifica la direttiva 2008/96/CE sulla gestione della sicurezza delle infrastrutture stradali (termine di recepimento: 17 dicembre 2021);

32) direttiva (UE) 2019/1937 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2019, riguardante la protezione delle persone che segnalano violazioni del diritto dell'Unione (termine di recepimento: 17 dicembre 2021);

33) direttiva (UE) 2019/1995 del Consiglio, del 21 novembre 2019, che modifica la direttiva 2006/112/CE del Consiglio del 28 novembre 2006 per quanto riguarda le disposizioni relative alle vendite a distanza di beni e a talune cessioni nazionali di beni (termine di recepimento: 31 dicembre 2020);

34) direttiva (UE) 2019/2034 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2019, relativa alla vigilanza prudenziale sulle imprese di investimento e recante modifica delle direttive 2002/87/CE, 2009/65/CE, 2011/61/UE, 2013/36/UE, 2014/59/UE e 2014/65/UE (termini di recepimento: 26 marzo 2020, limitatamente all'articolo 64, punto 5, e 26 giugno 2021 per il resto della direttiva);

35) direttiva (UE) 2019/2162 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2019, relativa all'emissione di obbligazioni garantite e alla vigilanza pubblica delle obbligazioni garantite e che modifica la direttiva 2009/65/CE e la direttiva 2014/59/UE(termine di recepimento: 8 luglio 2021);

36) direttiva (UE) 2019/2235 del Consiglio, del 16 dicembre 2019, recante modifica della direttiva 2006/112/CE relativa al sistema comune d'imposta sul valore aggiunto e della direttiva 2008/118/CE relativa al regime generale delle accise per quanto riguarda gli sforzi di difesa nell'ambito dell'Unione (termine di recepimento: 30 giugno 2022);

37) direttiva (UE) 2020/262 del Consiglio, del 19 dicembre 2019, che stabilisce il regime generale delle accise (rifusione) (termine di recepimento: 31 dicembre 2021);

38) direttiva (UE) 2020/284 del Consiglio, del 18 febbraio 2020, che modifica la direttiva 2006/112/CE per quanto riguarda l'introduzione di taluni obblighi per i prestatori di servizi di pagamento (termine di recepimento: 31 dicembre 2023);

39) direttiva (UE) 2020/285 del Consiglio, del 18 febbraio 2020, che modifica la direttiva 2006/112/CE relativa al sistema comune d'imposta sul valore aggiunto per quanto riguarda il regime speciale per le piccole imprese e il regolamento (UE) n. 904/2010 per quanto riguarda la cooperazione amministrativa e lo scambio di informazioni allo scopo di verificare la corretta applicazione del regime speciale per le piccole imprese (termine di recepimento: 31 dicembre 2024).".

La direttiva (UE) 2019/1024 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 giugno 2019, relativa all'apertura dei dati e al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico (rifusione) è pubblicata nella G.U.U.E. 26 giugno 2019, n. L 172.

La direttiva 2003/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 novembre 2003, relativa al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico è pubblicata nella G.U.U.E. 31 dicembre 2003, n. L 345.

Il regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 aprile 2016, relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE (regolamento generale sulla protezione dei dati) è pubblicato nella G.U.U.E. 4 maggio 2016, n. L 119.

La legge 22 aprile 1941, n. 633 (Protezione del diritto d'autore e di altri diritti connessi al suo esercizio) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 16 luglio 1941, n. 166.

La legge 7 agosto 1990, n. 241 (Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 18 agosto 1990, n. 192.

La legge 7 giugno 2000, n. 150 (Disciplina delle attività di informazione e di comunicazione delle pubbliche amministrazioni) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 13 giugno 2000, n. 136.

Il decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267 (Testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 28 settembre 2000, n. 227, S.O.

Il decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 (Codice in materia di protezione dei dati personali, recante disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento nazionale al regolamento (UE) n. 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 aprile 2016, relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE) è pubblicato nella Gazzeta Ufficiale 29 luglio 2003, n. 174, S.O.

Il decreto legislativo 11 novembre 2003, n. 333 (Attuazione della direttiva 2000/52/CE, che modifica la direttiva 80/723/CEE relativa alla trasparenza delle relazioni finanziarie tra gli Stati membri e le loro imprese pubbliche, nonché alla trasparenza finanziaria all'interno di talune imprese) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 27 novembre 2003, n. 276.

La legge 30 dicembre 2004, n. 311 (Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2005) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 31 dicembre 2004, n. 306, S.O.

Il decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82 (Codice dell'amministrazione digitale) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 16 maggio 2005, n. 112, S.O.

Il decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36 (Attuazione della direttiva 2003/98/CE relativa al riutilizzo di documenti nel settore pubblico) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 14 febbraio 2006, n. 37.

La legge 3 agosto 2007, n. 124 (Sistema di informazione per la sicurezza della Repubblica e nuova disciplina del segreto) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 13 agosto 2007, n. 187.

Il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 32 (Attuazione della direttiva 2007/2/CE, che istituisce un'infrastruttura per l'informazione territoriale nella Comunità europea (INSPIRE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 9 marzo 2010, n. 56, S.O.

Il decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33 (Riordino della disciplina riguardante il diritto di accesso civico e gli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione di informazioni da parte delle pubbliche amministrazioni) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 5 aprile 2013, n. 80.

Il decreto legislativo 18 maggio 2015, n. 102 (Attuazione della direttiva 2013/37/UE che modifica la direttiva 2003/98/CE, relativa al riutilizzo dell'informazione del settore pubblico) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 10 luglio 2015, n. 158.

Il decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50 (Codice dei contratti pubblici) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 19 aprile 2016, n. 91, S.O.

Note all'art. 1:

Il testo dell'articolo 1del citato decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36, come modificato dal presente decreto, così recita:

«Art. 1 *(Oggetto ed àmbito di applicazione)*. — 1. Il presente decreto legislativo disciplina le modalità di riutilizzo dei documenti contenenti dati pubblici nella disponibilità delle pubbliche amministrazioni e degli organismi di diritto pubblico *e delle imprese pubbliche e private, ai sensi di quanto previsto dai commi 2*-ter *e 2*-quater.

2. Le pubbliche amministrazioni e gli organismi di diritto pubblico provvedono affinché i documenti cui si applica il presente decreto legislativo siano riutilizzabili a fini commerciali o non commerciali secondo le modalità previste dal medesimo decreto, inclusi i documenti i cui diritti di proprietà intellettuale sono detenuti da biblioteche, comprese le biblioteche universitarie, i musei e gli archivi, qualora il riutilizzo di questi ultimi documenti sia autorizzato in conformità alle disposizioni di cui alla Parte II, Titolo II, Capo I e Capo III, del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, nonché a quelle di cui alla Parte II, Titolo VII, Capo II, del decreto legislativo 30 giugno 2003 n. 196.

2-bis. *Il presente decreto si applica ai dati della ricerca conformemente alle condizioni di cui all'articolo 9*-bis.

2-ter. *Fatto salvo quanto previsto all'articolo 3, comma 1, lettera a*-bis*), il presente decreto disciplina, altresì, il riutilizzo dei documenti nella disponibilità delle imprese pubbliche:*

a) *attive nei settori di cui agli articoli da 115 a 121 del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;*

b) *che agiscono in qualità di operatori di servizio pubblico ai sensi dell'articolo 2 del regolamento (CE) n. 1370/2007;*

c) *che agiscono in qualità di vettori aerei che assolvono oneri di servizio pubblico ai sensi dell'articolo 16 del regolamento (CE) n. 1008/2008;*

d) *che agiscono in qualità di armatori comunitari che assolvono obblighi di servizio pubblico ai sensi dell'articolo 4 del regolamento (CEE) n. 3577/1992.*

2-quater. *La disciplina di cui al comma 2*-ter *si applica anche alle imprese private di trasporto che sono soggette ad obblighi di servizio pubblico ai sensi dell'articolo 16 del regolamento (CE) n. 1008/2008 e, in generale, ai gestori di servizi pubblici in relazione ai servizi di pubblico interesse;*

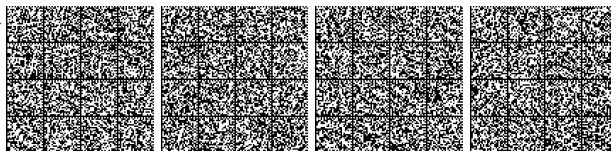
2-quinquies. *Il presente decreto disciplina altresì il riutilizzo dei documenti ai quali si applica il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 32, di recepimento della direttiva 2007/2/CE.*

3. Il presente decreto si applica altresì quando i documenti di cui al comma 1 sono già stati diffusi per il loro riutilizzo dai soggetti ivi indicati. È in ogni caso assicurata la parità di trattamento tra tutti i riutilizzatori, salvo quanto previsto dall'articolo 11.

4.".

Il testo dell'articolo 2 del citato decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36, come modificato dal presente decreto, così recita:

«Art. 2 (*Definizioni*). — 1. Ai fini del presente decreto si intende per:

a) *pubbliche amministrazioni: le amministrazioni di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, ivi comprese le autorità di sistema portuale, le autorità amministrative indipendenti di garanzia, vigilanza e regolazione, nonché i loro consorzi o associazioni a qualsiasi fine istituiti;*

a-bis*) imprese pubbliche: le imprese definite all'articolo 3, comma 1, lettera* t)*, del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;*

b) *organismi di diritto pubblico: gli organismi definiti all'articolo 3, comma 1, lettera* d) *del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;*

b-*bis*) università: qualsiasi organismo pubblico che fornisce istruzione post-secondaria superiore che conduce a titoli di studio accademici;

c) documento: la rappresentazione di atti, fatti e dati a prescindere dal supporto*, cartaceo o elettronico, registrazione sonora, visiva o audiovisiva o qualsiasi parte di tale contenuto* nella disponibilità della pubblica amministrazione o dell'organismo di diritto pubblico. La definizione di documento non comprende i programmi informatici;

c-*bis*) formato leggibile meccanicamente: un formato di file strutturato in modo tale da consentire alle applicazioni software di individuare, riconoscere ed estrarre facilmente dati specifici, comprese dichiarazioni individuali di fatto e la loro struttura interna;

c-*ter*) formato aperto: il formato di cui all'articolo *1, comma 1, lettera l*-bis*, del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82,* del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82, e successive modificazioni;

c-quater*) dati di tipo aperto: dati come definiti dall'articolo 1, comma 1, lettera l*-ter*), del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82;*

c-quinquies*) anonimizzazione: la procedura mirante a rendere anonimi documenti, rendendoli non riconducibili a una persona fisica identificata o identificabile, ovvero la procedura mirante a rendere anonimi dati personali in modo da impedire o da non consentire più l'identificazione dell'interessato;*

c-sexies*) dati dinamici: documenti informatici, soggetti ad aggiornamenti frequenti o in tempo reale, in particolare a causa della loro volatilità o rapida obsolescenza;*

c-septies*) dati della ricerca: documenti informatici, diversi dalle pubblicazioni scientifiche, raccolti o prodotti nel corso della ricerca scientifica e utilizzati come elementi di prova nel processo di ricerca, o comunemente accettati nella comunità di ricerca come necessari per convalidare le conclusioni e i risultati della ricerca;*

c-octies*) serie di dati di elevato valore: documenti il cui riutilizzo è associato a importanti benefici per la società, l'ambiente e l'economia, in considerazione della loro idoneità per la creazione di servizi, applicazioni a valore aggiunto e nuovi posti di lavoro, nonché del numero dei potenziali beneficiari dei servizi e delle applicazioni a valore aggiunto basati su tali serie di dati;*

d) dato pubblico: il dato conoscibile da chiunque;

e) *riutilizzo: l'uso da parte di persone fisiche o giuridiche di documenti detenuti da:*

1) pubbliche amministrazioni o organismi di diritto pubblico, per fini commerciali o per fini non commerciali, diversi da quelli istituzionali per i quali i documenti sono stati prodotti, fatta eccezione per lo scambio di documenti tra pubbliche amministrazioni, o organismi di diritto pubblico, ovvero tra amministrazioni e organismi di diritto pubblico, posto in essere esclusivamente nell'ambito dell'espletamento dei compiti istituzionali di cui sono titolari;

2) imprese pubbliche e imprese private di cui all'articolo 1, comma 2-quater*, per fini commerciali o per fini non commerciali, diversi da quelli relativi alla fornitura dei servizi di interesse generale per i quali i documenti sono stati prodotti, fatta eccezione per lo scambio di documenti tra imprese pubbliche e pubbliche amministrazioni o organismi di diritto pubblico posto in essere esclusivamente nell'ambito dell'espletamento dei compiti istituzionali delle pubbliche amministrazioni;*

f) scambio di documenti: la cessione di documenti finalizzata esclusivamente all'adempimento di compiti istituzionali fra i soggetti di cui alle lettere *a)* e *b)*;

f-bis*) interfaccia tra programmi applicativi (API): insieme di funzioni, procedure, operazioni disponibili al programmatore, di solito raggruppate a formare un insieme di strumenti specifici per l'espletamento di un determinato compito;*

g) dati personali: i dati definiti tali *dall'articolo 4, numero 1, del regolamento UE 2016/679*;

h) licenza standard per il riutilizzo: il contratto, o altro strumento negoziale, *ove possibile redatto in forma elettronica, compatibile con le licenze pubbliche standardizzate disponibili online, nel quale sono definite le modalità di riutilizzo in formato digitale dei documenti;*

i) titolare del dato: la pubblica amministrazione o l'organismo di diritto pubblico che ha originariamente formato per uso proprio o commissionato ad altro soggetto pubblico o privato il documento che rappresenta il dato, o che ne ha la disponibilità.

i-bis*) utile ragionevole sugli investimenti: una percentuale della tariffa complessiva, in aggiunta a quella necessaria per recuperare i costi ammissibili, non superiore a cinque punti percentuali oltre il tasso di interesse fisso della BCE;*

i-ter*) terzo: qualsiasi persona fisica o giuridica diversa dalle pubbliche amministrazioni e dagli organismi di diritto pubblico o dalle imprese pubbliche che detengono i dati.».*

Il testo dell'articolo 3 del citato decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36, come modificato dal presente decreto, così recita:

«Art. 3 *(Documenti esclusi dall'applicazione del decreto)*. — 1. *Il presente decreto non si applica ai seguenti documenti:*

a) quelli detenuti per finalità che esulano dall'àmbito dei compiti istituzionali della pubblica amministrazione o dell'organismo di diritto pubblico, a condizione che la portata di detti compiti sia trasparente e soggetta a revisione;

a-bis*) quelli nella disponibilità di imprese pubbliche:*

1) prodotti al di fuori dell'ambito della prestazione di servizi di interesse generale;

2) connessi ad attività direttamente esposte alla concorrenza e non soggette alle norme in materia di appalti;

b) quelli nella disponibilità delle emittenti di servizio pubblico e delle società da esse controllate e da altri organismi o loro società controllate per l'adempimento di un compito di radiodiffusione di servizio pubblico;

c) quelli nella disponibilità di istituti di istruzione *secondaria e inferiore e, nel caso di tutti gli altri istituti di istruzione, ai documenti diversi da quelli di cui all'articolo 1, comma 2*-bis*, del presente decreto;*

d) quelli nella disponibilità di enti culturali diversi dalle biblioteche*, comprese quelle universitarie*, dai musei e dagli archivi;

e) quelli comunque nella disponibilità degli organismi di cui *alla legge 3 agosto 2007, n. 124*;

f);

g) quelli esclusi dall'accesso ai sensi dell'articolo 24 della legge 7 agosto 1990, n. 241, *nonché ai sensi dell'articolo 5*-bis *del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33,* o per motivi di tutela del segreto statistico, quali disciplinati dall'articolo 9 del decreto legislativo 6 settembre 1989, n. 322;

h) quelli sui cui terzi detengono diritti di proprietà intellettuale ai sensi della legge 22 aprile 1941, n. 633, ovvero diritti di proprietà industriale ai sensi del decreto legislativo 10 febbraio 2005, n. 30;

h-*bis*) quelli, non contenenti dati pubblici, il cui accesso è disciplinato dal Capo V della legge 7 agosto 1990, n. 241;

h-*ter*) parti di documenti contenenti solo logotipi, stemmi e distintivi;

h-quater*) quelli il cui accesso, ai sensi delle previsioni del regolamento UE 2016/679 e del decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 nonché del decreto legislativo 18 maggio 2018, n. 51, è escluso o limitato, ovvero risulti pregiudizievole per la tutela della vita privata e dell'integrità degli individui, nonché alle parti di documenti accessibili che contengono dati personali il cui riutilizzo è stato definito per legge incompatibile con le previsioni delle suddette disposizioni normative;*

h-quinquies*) quelli il cui accesso è escluso o limitato per motivi di protezione delle informazioni sensibili relative alle infrastrutture critiche definite all'articolo 2 del decreto legislativo 11 aprile 2011, n. 61;*

h-sexies*) documenti diversi da quelli di cui all'articolo 2, comma 1, lettera c*-septies*), nella disponibilità di organizzazioni che svolgono attività di ricerca e di organizzazioni che finanziano la ricerca, comprese le organizzazioni preposte al trasferimento dei risultati della ricerca.*

1-bis*. Le pubbliche amministrazioni e gli organismi di diritto pubblico non possono esercitare il diritto di cui all'articolo 64*-quinquies *della legge 22 aprile 1941, n. 633 per impedire il riutilizzo di documenti o di limitare il riutilizzo, salvo i limiti stabiliti dal presente decreto.".*

Il testo dell'articolo 4 del citato decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36, come modificato dal presente decreto, così recita:

«Art. 4 (*Norma di salvaguardia)*. — 1. Sono fatte salve:

a) la disciplina sulla protezione dei dati personali di cui al decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196;

b) *la disciplina sulla protezione del diritto d'autore di cui alla legge 22 aprile 1941, n. 633. Gli obblighi previsti dal presente decreto legislativo si applicano compatibilmente con le disposizioni degli accordi internazionali sulla protezione dei diritti di proprietà intellettuale e, in particolare, della Convenzione di Berna per la protezione delle opere letterarie ed artistiche del 1886, ratificata ai sensi della legge 20 giugno 1978, n. 399, dell'Accordo TRIPS sugli aspetti dei diritti di proprietà intellettuale attinenti al commercio del 1994, ratificato e reso esecutivo ai sensi della legge 29 dicembre 1994, n. 747, e del Trattato sul diritto d'autore (WCT), adottato a Ginevra il 20 dicembre 1996 ed entrato in vigore per tutti gli Stati membri dell'Unione Europea il 14 marzo 2010;*

c) la disciplina in materia di accesso ai documenti amministrativi, di cui al Capo V della legge 7 agosto 1990, n. 241;

d);

e) le disposizioni in materia di proprietà industriale di cui al decreto legislativo 10 febbraio 2005, n. 30;

f)».

Il testo dell'articolo 7 del citato decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36, come modificato dal presente decreto, così recita:

«Art. 7 (*Tariffazione)*. — 1. I dati sono resi disponibili gratuitamente*, fatta salva la possibilità di recuperare i costi marginali sostenuti per la riproduzione, messa a disposizione e divulgazione dei documenti, nonché per l'anonimizzazione di dati personali o per le misure adottate per proteggere le informazioni commerciali a carattere riservato.*

2. (*abrogato*)

3. *Il comma 1 non trova applicazione per:*

a) le biblioteche, comprese quelle universitarie, i musei e gli archivi;

b) le pubbliche amministrazioni e *gli* organismi di diritto pubblico che devono generare utili per coprire una parte sostanziale dei costi inerenti allo svolgimento dei propri compiti di servizio pubblico;

c) le imprese pubbliche.

3-bis. *Nelle ipotesi in cui i soggetti individuati nel precedente comma 3, lettera* a)*, richiedano il pagamento di un corrispettivo, il totale delle entrate provenienti dalla fornitura e dall'autorizzazione al riutilizzo dei documenti in un esercizio contabile non può superare i costi marginali del servizio reso, comprendenti i costi di raccolta, produzione, riproduzione, diffusione, archiviazione dei dati, conservazione e gestione dei diritti e, ove applicabile, di anonimizzazione dei dati personali e delle misure adottate per proteggere le informazioni commerciali a carattere riservato, maggiorati di un utile ragionevole sugli investimenti.*

3-ter. *L'elenco delle pubbliche amministrazioni e degli organismi di diritto pubblico di cui al precedente comma 3, lettera* b)*, è definito e aggiornato periodicamente, con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze ed è pubblicato sui rispettivi siti istituzionali.*

4. Per i casi di cui al comma 3, lettere b) *e* c)*, l'importo totale delle tariffe è calcolato in base a parametri oggettivi, trasparenti e verificabili ed è determinato secondo il criterio del costo marginale del servizio con decreti dei Ministri competenti, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze sentita l'Agenzia per l'Italia digitale, sono fatte salve le disposizioni di cui agli articoli 1, commi 370, 371 e 372, della legge 30 dicembre 2004, n. 311 e 5, comma 4*-bis*, del decreto-legge 13 maggio 2011, n. 70, convertito, con modificazioni, dalla legge 12 luglio 2011, n. 106.*

4-bis. *Nei casi di cui al comma 3, lettere* b) *e* c)*, il totale delle entrate ricavate, per ciascuna amministrazione o organismo di diritto pubblico, dalla fornitura e dall'autorizzazione al riutilizzo dei documenti in un esercizio contabile non deve superare i costi, maggiorati di un utile ragionevole sugli investimenti, relativi alla raccolta, produzione, riproduzione, diffusione e archiviazione dei dati e, ove applicabile, di anonimizzazione dei dati personali e delle misure adottate per proteggere le informazioni commerciali a carattere riservato.*

5. (*abrogato*)

6. (*abrogato*)

7. (*abrogato*)

8. Gli introiti delle tariffe di cui ai commi *precedenti* sono versati all'entrata del bilancio dello Stato, per essere riassegnati, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 10 novembre 1999, n. 469, allo stato di previsione delle Amministrazioni interessate.

9. Gli enti territoriali e gli altri enti ed organismi pubblici, sentita l'Agenzia per l'Italia digitale, determinano, rispettivamente con proprie disposizioni o propri atti deliberativi, gli importi delle tariffe e le relative modalità di versamento, sulla base dei criteri indicati *ai commi 4 e 4-bis*.

9-bis. *Il riutilizzo è comunque gratuito:*

a) *per le serie di dati di elevato valore secondo quanto previsto dall'articolo 12-*bis*, comma 1, lettera* a)*;*

b) *per i dati della ricerca di cui all'articolo 9*-bis.

9-ter. *Qualora siano applicate tariffe per il riutilizzo di documenti, le pubbliche amministrazioni, gli organismi di diritto pubblico e le imprese pubbliche competenti definiscono in anticipo e rendono disponibili sui propri siti istituzionali, dandone comunicazione all'Agenzia per l'Italia Digitale, le condizioni applicabili e l'effettivo ammontare delle tariffe, compresa la base di calcolo utilizzata per tali tariffe e gli elementi presi in considerazione nel calcolo di tali tariffe.".*

Il testo dell'articolo 10 del citato decreto legislativo 24 gennaio 2006, n. 36, così recita:

«Art. 10 (*Riutilizzo di documenti a fini commerciali da parte di pubbliche amministrazioni)*.— 1. Lo scambio di documenti, come definito dalla lettera *f)* del comma 1 dell'articolo 2, non costituisce riutilizzo.

2. Nel caso in cui una pubblica amministrazione riutilizza, per fini commerciali che esulano dall'ambito dei suoi compiti di servizio pubblico, documenti propri o di altra pubblica amministrazione, si applicano le modalità di riutilizzo anche economico stabilite nel presente decreto.».

Note all'art. 2:

Il testo dell'articolo 3 del citato decreto legislativo 18 maggio 2015, n. 102, così recita:

«Art. 3 *(Disciplina transitoria degli accordi di esclusiva)*.— 1. Gli accordi di esclusiva di cui all'articolo 1, comma 9, lettera *a)*, del presente decreto legislativo stipulati dopo il 17 luglio 2013 sono adeguati alle disposizioni del predetto comma 9 entro il termine di sei mesi dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto. Decorso tale termine, la durata dei predetti accordi è ridotta, ove superiore, a dieci anni, fermo restando la possibilità di riesame ai sensi del secondo periodo della medesima lettera *a)* del comma 9.».

21G00213

Laura Alessandrelli, *redattore* Delia Chiara, *vice redattore*

(WI-GU-2021-SOL-010) Roma, 2021 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A.